

**DISEÑO CONCEPTUAL DE LAS FACILIDADES DE SUPERFICIE PARA  
TRATAMIENTO DE CRUDOS PESADOS Y EXTRAPESADOS CONSIDERANDO  
EL FENÓMENO DE FOAMY OIL**

**WILSON JOSÉ PARODI JIMÉNEZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2016**

**DISEÑO CONCEPTUAL DE LAS FACILIDADES DE SUPERFICIE PARA  
TRATAMIENTO DE CRUDOS PESADOS Y EXTRAPESADOS CONSIDERANDO  
EL FENÓMENO DE FOAMY OIL**

**WILSON JOSÉ PARODI JIMÉNEZ**

**Trabajo de grado para optar al título de  
Ingeniero de Petróleos**

**Director**

**EDISON ODILIO GARCÍA NAVAS  
Ingeniero de petróleos M.Sc.**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2016**

## CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
INTRODUCCIÓN .....	14
1. IDENTIFICACIÓN Y CLASIFICACIÓN DE LOS PROBLEMAS OPERACIONALES EN EL MANEJO DE CRUDOS PESADOS Y EXTRAPESADOS.....	15
1.1. FORMACIÓN DE ESPUMAS.....	15
1.1.1. Posibles soluciones al problema de espumas .....	17
1.2. ASFÁLTENOS .....	19
1.2.1. Métodos de prevención y control de asfáltenos. ....	21
1.3. PARAFINAS.....	22
1.3.1. Problemas en las facilidades de superficie. ....	23
1.3.2. Métodos para el control de parafinas.....	24
1.4. ARENAMIENTO.....	24
1.4.1. Mecanismos de control de arena. ....	27
1.5. CORROSIÓN.....	29
2. DISEÑO CONCEPTUAL DE LAS FACILIDADES.....	30
2.1. REQUERIMIENTOS INICIALES PARA LA INGENIERÍA CONCEPTUAL.....	30
2.1.1. Requerimientos de calidad del crudo.:.....	31
2.1.2. Identificación de las características del flujo y la mezcla de fluidos. ....	32
2.1.3. Estimación de la capacidad de la planta .....	32
2.1.4. Evaluación del campo (sitio) de instalación de las facilidades. ....	33
2.2. ASEGURAMIENTO DE FLUJO .....	33
2.2.1. Aplicación de procesos reductores de viscosidad.....	35
2.2.1.1. Dilución .....	36
2.2.1.2. Calentamiento (superficie, fondo de pozo):.....	40
2.2.1.3. Conservación de temperatura:.....	42

2.2.1.4. Emulsificación.....	43
2.2.1.5. Disminución del punto de escurrimiento .....	44
2.2.1.6. Viscoreducción (A.R.V).....	47
2.2.1.7. Flujo espumoso:.....	48
2.2.2. Diseño de las alternativas para la prevención, control y remediación de problemas de flujo.....	50
2.2.3. Consideraciones para las líneas de flujo .....	51
2.3. ESQUEMAS PARA TRATAMIENTOS DE CRUDOS ESPUMOSOS .....	54
2.3.1. Esquemas de tratamiento.....	54
2.3.2. Flujograma 1 “Diagrama de selección de esquemas”.....	56
2.4. MÉTODOS QUÍMICOS PARA EL CONTROL DE ESPUMAS.....	58
2.4.1. Antiespumantes .....	59
2.4.2. Desespumantes.....	60
2.5. PRUEBAS DE LABORATORIO PARA EVALUAR LA TENDENCIA DEL CRUDO A FORMAR ESPUMAS .....	62
2.6. PRUEBAS DE LABORATORIO PARA LA SELECCIÓN DEL TIPO DE ANTIESPUMANTE / DESESPUMANTE .....	64
2.6.1. FEAT (Foam and Air Entrainment Test).....	65
2.6.2. FEAT II.....	66
2.7. PROCEDIMIENTO RECOMENDADO PARA LA SELECCIÓN DEL ANTIESPUMANTE/DESESPUMANTE Y SU DOSIS ÓPTIMA.....	75
2.7.1. Flujograma para el diseño de la inyección de química antiespumante.....	75
2.8. PROCESO DE SEPARACIÓN PRIMARIA DE FASES.....	78
2.9. PROCESO DE DESHIDRATACIÓN .....	85
2.10. PROCESO DE DESALACIÓN .....	87
3. MATRIZ MULTICRITERIO PARA CARACTERIZACIÓN DE LOS TRATAMIENTOS ANTIESPUMANTES .....	89

4. BALANCE DE MASA DE UNA PLANTA IDEAL PARA UN CRUDO PESADO ESPUMOSO .....	92
4.1. PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DE YACIMIENTO .....	93
4.2. CÁLCULO DEL CAUDAL DE DILUYENTE.....	94
4.3. SELECCIÓN DE ESQUEMA Y MONTAJE EN SIMULADOR DE PROCESOS.....	96
4.4.ESQUEMA DEL BALANCE MONTADO EN SIMULADOR DE PROCESOS...	97
4.5. BALANCES.....	98
4.5.1. Balance General. ....	98
4.5.2. Balances por equipo de proceso.....	98
5. CONCLUSIONES .....	102
6. RECOMENDACIONES.....	104
BIBLIOGRAFÍA.....	105
ANEXOS.....	108

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Métodos para el control de precipitación y/o depositación de parafinas.	25
Tabla 2. Requerimientos de calidad del crudo pesado para transporte.	31
Tabla 3. Ventajas y desventajas de los diluyentes.	38
Tabla 4. Conceptualización de emulsiones de crudo pesado en agua.	45
Tabla 5. Depresores del punto de escurrimiento.	46
Tabla 6. Guía cualitativa de deflectores de entrada	83
Tabla 7. Presión de diseño para recipientes a presión.	84
Tabla 8. Temperatura de diseño de recipientes a presión.	84
Tabla 9. Matriz multicriterio de evaluación técnica del mejor sistema para controlar el fenómeno de espumas.	91
Tabla 10. Datos tomados para realizar el balance de masa de un caso ejemplo.	93
Tabla 11. Cálculo del caudal de diluyente	95
Tabla 12. Comparativa de porcentajes de Nafta vs °API de Nafta.	96
Tabla 13. Balance general del sistema.	98
Tabla 14. Balance en mezclador de dilución.	98
Tabla 15. Balance en separador bifásico.	99
Tabla 16. Balance en Gunbarrel.	99
Tabla 17. Balance en mezclador de agua.	99
Tabla 18. Balance en tratador termo-electrostático.	100
Tabla 19. Balance en intercambiador de calor.	100
Tabla 20. Balance en la Bomba.	100

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Métodos para prevención y control de precipitaciones de asfáltenos en las facilidades de superficie.	22
Figura 2. Esquema de un tanque sedimentador a presión.	28
Figura 3. Trampa de arena.	29
Figura 4. Proceso de diseño del aseguramiento de flujo.	35
Figura 5. Esquema de inyección de diluyente para múltiples pozos.	37
Figura 6. Algunos tipos de diluyentes de crudo	41
Figura 7. Depresores del punto de escurrimiento y su efecto en la viscosidad.	46
Figura 8. Efecto del agente reductor de viscosidad.	47
Figura 9. Flujo espumoso.	49
Figura 10. Formación de fase espumosa o espuma.	50
Figura 11. Acondicionadores de flujo.	51
Figura 12. Recubrimientos.	52
Figura 13. Esquema generalizado de tratamiento de crudos viscosos espumosos con separador bifásico.	55
Figura 14. Esquema generalizado de tratamiento de crudos viscosos espumosos con eliminador de agua libre	55
Figura 15. Esquema generalizado de tratamiento de crudos viscosos espumosos con separador bifásico y eliminador de agua libre.	55
Figura 16. Esquema generalizado de tratamiento de crudos viscosos espumosos con separador trifásico y eliminador de agua libre.	56
Figura 17. Flujograma 1 “Diagrama de selección de esquemas”.	57
Figura 18. Acción desespumante.	61
Figura 19. Equipo de prueba dinámica de espumas.	63
Figura 20. Ejemplo de espumabilidad y pendiente de colapso de crudos espumosos	64

Figura 21. Esquema del equipo experimental de una prueba FEAT	65
Figura 22. Gráfica de una prueba FEAT de Espumamiento y Desespumamiento.	66
Figura 23. Representación esquemática de una unidad FEAT II	68
Figura 24. Efecto de la inyección de antiespumantes en la espuma.	69
Figura 25. Efecto de la inyección de antiespumantes en la producción de gas.	70
Figura 26. Efecto de la concentración en la altura de la espuma. visc 100 cSt	72
Figura 27. Efecto de la concentración en la altura de la espuma. visc 500 cSt	72
Figura 28. Espumabilidad de un crudo medida con el método de burbujeo a diferentes temperaturas	74
Figura 29. Desespumamiento de un crudo saturado con gas nitrógeno usando siliconas.	74
Figura 30. Flujograma 2	77
Figura 31. Separador trifásico con rompedor de espumas tipo bafle de malla.	80
Figura 32. Bafle de malla rompe espumas.	80
Figura 33. Separador horizontal con placas rompe espumas.	81
Figura 34. Separador horizontal con tambor rompe espumas.	81
Figura 35. Deflector de entrada con tambor rompe espumas.	82
Figura 36. Momentums de los deflectores de entrada y tipos de deflectores.	83
Figura 37. Esquema del balance montado en simulador de procesos.	97

## LISTA DE ANEXOS

	<b>Pág.</b>
Anexo A. Lista de esquemas de tratamiento numerados, para crudos pesados y extrapesados espumosos. ....	109
Anexo B. PFD .....	117
Anexo C. Matriz cualitativa de evaluación de métodos de aseguramiento de flujo .....	121

## RESUMEN

TÍTULO\* DISEÑO CONCEPTUAL DE LAS FACILIDADES DE SUPERFICIE PARA TRATAMIENTO DE CRUDOS PESADOS Y EXTRAPESADOS CONSIDERANDO EL FENÓMENO DE FOAMY OIL

AUTOR: WILSON JOSÉ PARODI JIMÉNEZ\*\*

PALABRAS CLAVE: Foamy oil, crudo espumoso, espumas, antiespumante, desespumante, crudo extrapesado, crudo pesado, tratamientos, facilidades, ingeniería conceptual, ingeniería de procesos.

### DESCRIPCIÓN

Uno de los tantos problemas presentados en el tratamiento de crudos es la formación de espumas, que para un rango de crudos desde pesados a extrapesados, pueden presentar dicho problema con severidad debido a factores como la viscosidad, agentes surfactantes, y presencia considerable de gas. Este efecto conocido como “foamy oil”, y se caracteriza por proporcionarle al fluido de yacimiento un empuje parecido al de empuje por gas en solución, con la particularidad de mostrar una mayor eficiencia y un efecto más duradero, siendo favorable en la producción y levantamiento de los fluidos del pozo. Pero, en la etapa siguiente de tratamiento de los fluidos, esta cualidad genera un grave problema ya que se produce una cantidad de espuma de alta estabilidad, que trae como consecuencia, problemas en la eficiencia de equipos y procesos de dicho tratamiento, evitando así llevar a los fluidos a las condiciones requerimientos de fiscalización y entrega.

Este proyecto, se hace con la intención de determinar la filosofía de diseño de procesos para estos crudos especiales y presenta una serie de recomendaciones para la ingeniería conceptual de las facilidades de superficie para dichos procesos; también ofrece una propuesta de selección de esquemas de tratamientos que se realiza mediante un flujograma, según las propiedades principales del crudo; además se propone un flujograma para diseñar el plan de tratamiento antiespumante que ofrezca mejores resultados en el control de espumas. El proyecto está basado en la indagación de documentos internacionales, consulta con expertos, y otros proyectos relacionados.

---

\* Trabajo de Grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de ingeniería de petróleo. Director: Edison O. García Navas, Ingeniero de Petróleos, M.Sc..

## ABSTRACT

TITLE: CONCEPTUAL DESIGN OF SURFACE FACILITIES FOR HEAVY AND EXTRA HEAVY OIL TREATMENT CONSIDERING THE PHENOMENON OF FOAMY OIL<sup>\*</sup>

AUTOR: WILSON JOSÉ PARODI JIMÉNEZ<sup>\*\*</sup>

KEYWORDS: Foamy oil, foams, antifoaming, defoaming, extra heavy oil, heavy oil, treatments, facilities, conceptual engineering, process engineering.

### DESCRIPTION

One of the many problems presented in the treatment of crude is the formation of foams, a range of crudes from heavy to extra heavy can present this problem with severity due to factors such as the viscosity, surfactant and considerable presence of gas. This effect is known as "foamy oil" and is characterized by providing the fluid in the reservoir a driving mechanism similar to solution gas drive, with the particularity of show a greater efficiency and a more lasting effect, being favorable in the production and lifting of the borehole fluid. However, at the stage of treatment of fluids, this quality generates a serious problem because it occurs a quantity of foam high stability, which brings as a consequence problems in the efficiency of equipment and processes of such treatment, thus avoiding that fluids can lead to conditions of control requirements and delivery.

This project, is done with the intention of determining the design philosophy of processes for these special crudes and presents a series of recommendations considering the conceptual engineering of the surface facilities for those processes; also offers a proposal of a selection of treatments schemes that is done through a flowchart, according to the main properties of crude oil; it also proposes a flowchart to design the treatment plan antifoam which offer better results in the control of foams. The project is based on the investigation of international documents, consultation with experts and other related projects.

---

<sup>\*</sup> Thesis

<sup>\*\*</sup> Physiochemical Engineering College. Petroleum Engineering School. Director. Edison O. García Navas, Petroleum Engineer. M.Sc.

## INTRODUCCIÓN

La extracción de crudos pesados y extrapesados, traen consigo una serie de problemas que hace complicada su producción, manejo y transporte; en especial los crudos de este rango que son espumosos añaden un inconveniente a su tratamiento, haciendo más complicado producirlos y disponer de ellos.

Entre las facilidades de superficie encontramos diversos equipos que se diseñan e instalan considerando las características de los fluidos producidos, el tipo de flujo, caudales y problemas característicos de producción, pero no todos estos aspectos posteriores al inicio de la producción están al alcance de los diseñadores y operadores, y es necesario tener algunos conocimientos y precauciones para un diseño y operación más adecuado.

Existe cierta complejidad al tratar crudos viscosos más aún cuando son espumosos, especialmente en las facilidades de separación, donde el fluido sufre un cambio repentino de sus propiedades que ocasionan que el flujo no sea adecuado, lo que puede producir fallas en los equipos, problemas en los controles, o simplemente no llevar a cabo un proceso eficiente.

Este proyecto realiza un análisis de los procesos en función de los problemas mencionados, proponiendo recomendaciones para una ingeniería conceptual de los procesos que permitan describir de manera óptima las facilidades requeridas para un tratamiento eficiente. Este propone la filosofía de diseño a estos procesos, como una guía útil para llevar el tratamiento de crudos con problemas de alta viscosidad y comportamiento de foamy oil, de manera adecuada, para así llevarlos a los requerimientos de fiscalización y entrega.

# **1. IDENTIFICACIÓN Y CLASIFICACIÓN DE LOS PROBLEMAS OPERACIONALES EN EL MANEJO DE CRUDOS PESADOS Y EXTRAPESADOS**

La extracción, producción, tratamiento y transporte de crudo pesado y extrapesado, trae consigo diversos problemas operacionales como consecuencia de su alta viscosidad, por lo que se hace necesario tener en cuenta la aplicación de diversos tratamientos e incluir algunos accesorios internos en las facilidades de superficie con el objetivo de prevenir, controlar o mitigar los posibles problemas que se puedan presentar. Durante la etapa de producción de estos crudos de alta viscosidad, a nivel de las facilidades de superficie, algunos de los problemas más comunes son, por ejemplo, obstrucción de las líneas y bombas de superficie y también un proceso de deshidratación más lento, endurecimiento de emulsiones y/o arenamiento.

Se presenta a continuación la identificación y clasificación de los problemas operacionales que pueden sobrevenir en las facilidades de superficie como consecuencia del manejo de crudos pesados, y al mismo tiempo, conocer las posibles soluciones para mitigarlos.

## **1.1. FORMACIÓN DE ESPUMAS**

Los yacimientos de crudo pesado y extrapesado traen consigo un comportamiento espumante, que consiste en el entrampamiento de burbujas de gas en el petróleo debido a la alta viscosidad del mismo, a las impurezas y el agua presentes en el crudo. En algunos crudos el comportamiento espumante es excesivo, lo que requiere especial atención a este problema. La tendencia de este tipo de crudos a

formar espuma será favorable durante la etapa primaria de producción (recolección), pero traerá consecuencias adversas en el desempeño de los equipos de las facilidades de superficie.

Uno de los principales equipos que se ven afectados por la formación de espumas es el separador, la presencia de estas disminuye su capacidad, debido a que el tiempo de retención necesario para separar este tipo de crudos es mayor y debe ser incrementado de 5 a 20 minutos, dependiendo de la estabilidad de la espuma y del diseño del separador.

Entre los problemas más comunes generados como consecuencia de las espumas en los separadores, se encuentran los siguientes:

- Complicaciones para controlar el nivel del líquido, debido a la presencia de una fase más.
- Arrastre de líquido en la corriente del gas incluso hasta el quemador, debido a que la espuma puede llegar hasta el extractor de niebla y saturarlo. En este caso, una solución sería alargar el separador, bajar el nivel de control como también dosificar tratamiento antiespumante.<sup>1</sup>
- Arrastre de gas en la corriente de líquido saliendo del proceso con las espumas, incumpliendo con las condiciones requeridas.<sup>2</sup>

Por la tanto es necesario tener en cuenta durante el diseño del separador, la viscosidad del fluido a tratar y la tendencia del mismo a formar espumas, con el fin

---

<sup>1</sup> G.P.A. Estudios y Servicios Petroleros S.R.L Espumas En Sistemas De Hidrocarburos. Nota técnica N°3. Pag. 5.

<sup>2</sup> HERNÁNDEZ , Orlando. Propuesta De En El Proceso De Separación Crudo-Gas En La Estación De Flujo Amaná De La U.P Piritá Del Distrito Norte, PDVSA. Universidad de Oriente. Maturín, Junio de 2008.

de mitigar los problemas que esta pueda ocasionar posterior a la entrada en operación. Lo anterior, teniendo en cuenta que tienen mayor tendencia a espumar:

- Los crudos con API menor de 40°.
- Los fluidos con temperatura por debajo de 160 °F.
- Los fluidos con viscosidad mayor a 53 cP a la temperatura de operación.<sup>3</sup>

Con el fin de disminuir la viscosidad del crudo para aumentar su calidad, incrementar la producción y facilitar el flujo de este a través de las líneas y equipos de las facilidades de superficie, se usa comúnmente la técnica de dilución. Esta consiste en realizar una mezcla homogénea de un crudo pesado con un crudo liviano o un derivado, como por ejemplo la nafta, en proporciones iguales o diferentes de acuerdo a factores como la efectividad del diluyente, el API requerido y la relación costo/beneficio de la mezcla. Es necesario tener en cuenta que la aplicación del diluyente, favorece la formación de espumas, así, si el diluyente tiene poco contenido de compuestos aromáticos, aumenta la espumabilidad del crudo, que a su vez también se incrementa a medida que aumenta la viscosidad.<sup>4</sup>

**1.1.1. Posibles soluciones al problema de espumas.** Con el fin de obtener información acerca de la dispersión de las espumas en el crudo, antes del diseño de separador se pueden llevar a cabo diversas pruebas y análisis de laboratorio. Si se determina que el crudo tiene alta tendencia a la formación de espumas antes de instalar el separador, se debe considerar el uso de deflectores de espuma para evitar que se convierta en un problema grave, teniendo en cuenta que no coexistan otros problemas como presencia de material orgánico (parafinas) ya que en estos casos se deben tomar otras consideraciones. En algunos casos dependiendo de la severidad del problema se pueden tener en cuenta soluciones

---

<sup>3</sup> G.P.A. Estudios y Servicios Petroleros S.R.L. Op. Cit., p.3.

<sup>4</sup> DELGADO, José; SALAS, Carlos; IGLESIAS, Edinzo Y ACOSTA, Miguel. Estudio de la espumabilidad de crudos venezolanos - Venezuelan crude oils foamability. Artículo de Investigación, Revista Ciencia e Ingeniería. Vol. 29, No 1, pp. 19-26. Universidad de Los Andes, Laboratorio de Mezclado, Separación y Síntesis Industrial. Mérida, Venezuela. Diciembre de 2008.

más efectivas como agregar longitud extra al recipiente o considerar el uso de aditivos químicos.

Para llevar a cabo el tratamiento de crudos pesados espumosos, se deben tener en cuenta consideraciones especiales en el diseño de los equipos de separación. Entre estas están:

- Los separadores más eficientes para el tratamiento de crudos pesados espumosos son los horizontales, puesto que proveen una mayor relación área-volumen, es decir, ofrecen una mayor superficie para la liberación del gas.
- Aparte de la necesidad de contar con un tiempo de retención mayor, hay otros aspectos que se deben tener en cuenta para romper las espumas, como lo son: la temperatura de operación, la agitación, y la necesidad de baffles especiales o placas coalescedoras internas en el separador y placas desespumantes.
- Como en otros procesos de separación, la agitación provee mayor velocidad de coalescencia para las burbujas de gas, ello se logra con la incorporación de baffles internos.
- La mayor temperatura de separación favorece el rompimiento de espumas porque reduce la tensión interfacial (G-L) y la viscosidad. De igual manera que la temperatura favorece las colisiones entre gotas de agua en el proceso de deshidratación, también lo hace con las burbujas de gas liberándose del crudo.

- Cuando hay arrastre de líquido en la corriente gaseosa, el crudo contamina el gas e interfiere con los diferentes procesos de tratamiento, equipos y/o instrumentos agua abajo.<sup>5</sup>

## **1.2. ASFÁLTENOS**

Los asfáltenos, son una familia de compuestos hidrocarburos con estructuras moleculares complejas, que están formadas principalmente por oxígeno, azufre, nitrógeno y otros elementos en menor proporción. Son compuestos que luego de tratar la mezcla bajo ciertas condiciones (dilución, temperatura, etc.) quedan como una fracción insoluble y cuya composición varía dependiendo del tipo de petróleo.

Se entiende por precipitación de asfáltenos, el fenómeno mediante el cual un determinado crudo, bajo determinadas condiciones de temperatura, presión, régimen de flujo y composición, se separa en dos fases fluidas (gas y/o líquido) de gran tamaño y una fase sólida insoluble de menor proporción, compuesta principalmente por asfáltenos. Los asfáltenos se pueden depositar en el yacimiento, en la tubería de producción o ser llevados a los equipos de superficie a través de las líneas.

La composición de la fracción de asfáltenos varía dependiendo de las características del petróleo, sin embargo, su estudio es importante porque tanto a nivel de yacimiento como en la producción, tienden a formar precipitados dañando el medio poroso o taponando las tuberías de producción, evitando el flujo normal de los fluidos. La cantidad de asfáltenos presentes en el crudo, depende de la profundidad, gravedad API y contenido de azufre.

---

<sup>5</sup> G.P.A. Estudios y Servicios Petroleros S.R.L. Op. Cit., p.4.

Con el objetivo de llevar a cabo de manera efectiva la producción de yacimientos de crudo pesado, se deben considerar los problemas que estos traen asociados, entre ellos la precipitación de asfáltenos que ocurre tanto en el subsuelo como en superficie y que puede causar, en las facilidades, ensuciamiento o incrustación en los dispositivos internos; por ejemplo, taponamiento en los extractores de niebla, Este trae como consecuencia la formación de caminos preferenciales y reducción del área libre para que el vapor fluya a través del mismo, lo que puede resultar en una considerable caída de presión del vapor a través del eliminador y que puede conllevar a la fractura del eliminador de niebla.<sup>6</sup>

Los asfáltenos son poco sensibles a las variaciones de temperatura, sin embargo, son muy sensibles a la presión. A presiones altas, los asfáltenos se encuentran disueltos en el crudo, pero a medida que la presión va disminuyendo, tienden a formarse cristales de asfáltenos. De esta manera, algunos de los efectos de la presión en la solubilidad de los asfáltenos, son los siguientes:

- La cantidad de asfáltenos solubles es máxima cuando la presión está por encima de la presión de burbuja.
- A la presión de burbuja, la solubilidad de los asfáltenos en el crudo tiene un valor mínimo, puesto que se producen cambios en la composición del mismo.
- Por debajo del punto de burbuja, aparece una capa de gas libre, compuesta de hidrocarburos livianos, causantes directos de la precipitación de los asfáltenos.

Según estudios previos, en los crudos pesados en comparación con los medianos y livianos, la alta viscosidad impide la formación de depósitos, por ser menos probable la agrupación de los flóculos, atribuida a la alta resistencia molecular que

---

<sup>6</sup> OMAÑA PÉREZ María C. Estado del arte de las tecnologías utilizadas para minimizar el arrastre de líquidos en separadores líquido-vapor en un proceso de acondicionamiento de gas. UNIVERSIDAD METROPOLITANA, Caracas, Septiembre de 2005.

deben vencer, siendo así más probable la depositación de asfáltenos en crudos medianos y livianos. No obstante, el tratamiento de dilución, aplicado en los crudos pesados para facilitar su flujo a través de las tuberías de superficie, favorece la precipitación de los asfáltenos, es decir, se debe resaltar que durante las operaciones de producción de crudo pesado, la dilución con solventes parafínicos o petróleos más livianos reducen la viscosidad y pueden causar la precipitación de asfáltenos en tuberías y facilidades de superficies.

Desde el punto de vista de la etapa de producción, como se mencionó anteriormente la precipitación de asfáltenos puede sobrevenir en el yacimiento, cara de la formación, tubería de producción y/o instalaciones de las facilidades de superficie. Teniendo en cuenta este último aspecto, estos depósitos pueden ocasionar problemas como: taponamiento de los equipos y accesorios de las instalaciones de superficie, disminución en el radio efectivo de flujo o taponamiento total de las líneas produciendo incrementos de caída de presión, lo que conlleva a una pérdida de la eficiencia de los equipos de superficie y pérdidas volumétricas de producción.

**1.2.1. Métodos de prevención y control de asfáltenos.** Estos métodos abarcan la inyección de solventes aromáticos o agentes dispersantes con el objetivo de disolver el depósito mediante el remojo. También se puede realizar un corte mecánico a la tubería o aplicar la técnica de “pigging”, que consiste en introducir un dispositivo llamado “pig” el cual es empujado por un fluido a lo largo de la sección de la tubería con el objetivo de limpiarla.<sup>7</sup> A nivel de las instalaciones de superficie, se pueden aplicar los métodos de control y/o prevención de la precipitación de asfáltenos mostrados en la figura 1.

---

<sup>7</sup> CORTEZ, Diego E. ASFÁLTENOS. Sinónimos de problemas desde el yacimiento hasta superficie. Abril de 2014. [en línea] [citado 10 de abril de 2016] Disponible en: <http://universodehidrocarburos.blogspot.com.co/2014/04/asfaltenos-sinonimos-de-problemas-desde.html>.

**Figura 1. Métodos para prevención y control de precipitaciones de asfaltenos en las facilidades de superficie.**



Fuente: Los asfaltenos y sus efectos en la producción de petróleo, Oswaldo Borges. 2013. Disponible en internet en: <http://www.portaldelpetroleo.com/2013/04/los-asfaltenos-y-sus-efectos-en-la.html>.

### 1.3. PARAFINAS

Las parafinas son mezclas de hidrocarburos saturados de alto peso molecular, producto ceroso derivado del petróleo. Son un material inerte y muy estable, es decir, poco reactivas ante la mayoría de los agentes químicos. La precipitación de parafinas se puede presentar en la tubería de producción, líneas de flujo y equipos de producción y almacenamiento. Entre los principales factores que favorecen la precipitación de las parafinas, se encuentran: cambios de presión, composición del crudo, mezclas con diluyentes u otros aceites y la temperatura. Es posible decir,

que la variable que más afecta la solubilidad de las parafinas es la temperatura, también, la pérdida de hidrocarburos livianos y gas disminuyen la solubilidad de estas, contribuyendo a la formación de depósitos de parafinas en los tanques y líneas de superficie; altas relaciones gas-aceite, evitan los problemas generados por estos depósitos.<sup>8</sup>

Los valores, con respecto a la temperatura, que se deben observar para tener en cuenta la precipitación y los depósitos de parafinas, son: punto de cristalización (temperatura a la cual se precipita el primer cristal de parafina) y punto de fluidez (temperatura a la cual la precipitación se encuentra avanzada, creando cristales capaces de impedir el flujo del crudo).<sup>9</sup> Por lo tanto, la temperatura juega un papel importante en el almacenamiento y transporte del fluido, puesto que una disminución de la presión trae consigo la pérdida de componentes livianos, ocasionando que la temperatura de cristalización sea más baja, con lo cual se requeriría tener cuidado en la temperatura de almacenamiento y transporte con el fin de evitar la formación de depósitos orgánicos.

**1.3.1. Problemas en las facilidades de superficie.** Los cambios de temperatura y presión en las facilidades de superficie pueden traer consigo la precipitación y generación de depósitos de asfáltenos, ocasionando problemas en los sistemas de recolección, líneas de flujo, líneas de transporte, oleoductos, problemas en la interfase de los equipos de separación de fases (gunbarrel, separadores, etc.) y/o en las paredes del tanque de almacenamiento.<sup>10</sup> La gravedad del problema varía dependiendo de las condiciones del sistema, desde una pequeña molestia a un taponamiento del sistema que puede generar el cese temporal de las operaciones.

---

<sup>8</sup> ALLEN, T.O; ROBERTS, A.P. Estudio comparativo de los métodos de control de parafinas para aplicación en el campo colorado, Production Operation: well completions, workover, and stimulation. Cuarta edición. 1997. p. 1-10

<sup>9</sup> CANDELO AGUILAR, Andrés Felipe. CARVAJAL CIFUENTES, Benjamin Mauricio. Estudio comparativo de los métodos de control de parafinas para aplicación en el campo colorado. Tesis UIS 2010. P. 5.

<sup>10</sup> PINZÓN, Sergio Andrés; ROJAS, Jonattan Andrey. Evaluación de Métodos Convencionales y no Convencionales para la Remediación e Inhibición de la precipitación de parafinas en pozos petroleros. Tesis UIS. 2006.

La presencia de parafinas en las facilidades de superficie, puede causar la disminución de la capacidad del crudo para fluir. En los separadores de petróleo y gas reduce su eficiencia y puede hacerlos inoperables, llenándolo parcialmente y bloqueando el extractor de niebla y la entrada del fluido.

**1.3.2. Métodos para el control de parafinas.** En los separadores, es posible remover la parafina de manera efectiva mediante la aplicación de vapor o solventes. No obstante, la solución más eficiente para prevenir los depósitos iniciales de parafinas en el recipiente, es a través de la implementación de calor o tratamientos químicos en la corriente de fluidos aguas arriba del separador. En algunos casos, otro método de solución exitoso incluye el revestimiento de las superficies internas del separador con un plástico con el que la parafina tiene poco o ninguna afinidad. Existen dos clases generales de los solventes usados en el campo petrolero para disolver la parafina que son alifáticos y aromáticos. Los solventes alifáticos normalmente usados en el campo petrolero son diésel, keroseno y condensado. Los solventes aromáticos usados son xileno y tolueno. Condensado, keroseno, y diésel son comúnmente usados para disolver la parafina en pozos en los cuales el contenido de asfáltenos del depósito es muy bajo; mientras que los químicos aromáticos tales como el tolueno y el xileno son excelentes solventes de depósitos de parafinas, así como para los depósitos de asfáltenos. En la tabla 1 se presentan métodos de control de parafinas.

#### **1.4. ARENAMIENTO**

La producción de arena consiste en el arrastre de partículas sólidas desde el yacimiento hacia el pozo y la superficie; donde los granos sueltos, a determinadas condiciones de presión, velocidad y viscosidad del fluido, son movilizados desde el

**Tabla 1. Métodos para el control de precipitación y/o deposición de parafinas.**

MÉTODOS PARA EL CONTROL DE PARAFINAS				
	MÉTODOS	DESCRIPCIÓN	VENTAJAS	DESVENTAJAS
CONVENCIONALES	Mecánico	Uso de raspadores y cortadores que remueven las parafinas depositadas.	Eficaz en la limpieza de las líneas. No depende de la composición del crudo.	Se pueden generar atascamientos por controles de presión inadecuados. Como el sistema de marranos requiere tratamientos especiales, en líneas de corta longitud, se hace costoso.
	Químico	Este método utiliza solventes, dispersantes, surfactantes o modificadores de cristal. Se usa con el fin de inhibir, evitar o disolver la deposición de parafinas. Se deben escoger teniendo en cuenta la relación costo-efectividad	Es un método efectivo en la radicación del problema de parafinas, alternativo al método térmico.	Los solventes requieren ser inyectados continuamente y en grandes cantidades, lo que puede resultar en costos elevados.
	Térmico	Consiste en fundir la parafina mediante la adición de calor, la cantidad de calor depende de la distancia entre las moléculas de los cristales formados. Las técnicas utilizadas son: calentadores eléctricos de tubería, inyección de aceite o agua caliente, calentadores en fondo de pozo.	Remueve incrustaciones de hc pesados. En el caso de aplicarse calor en flujo continuo ayuda a la reducción de viscosidad del crudo.	La inyección de aceite caliente, realizada de manera inadecuada, puede causar taponamiento en las perforaciones o medio poroso de la formación. Los calentadores en fondo de pozo tienen desventajas como: aspectos económicos, elevados costos de mantenimiento.
	Recubrimiento	Recubrimiento de las tuberías con plástico, fibra de vidrio o compuestos químicos con el objetivo de reducir la deposición de parafinas.	Previene la corrosión.	Se debe limpiar periódicamente el recubrimiento para evitar la formación de la primera capa de parafina.
	Combinado	Combinación de dos o más métodos para evitar la deposición de parafinas.	El método termoquímico es de los más usados por su efectividad, aunque es costo.	Se debe tener en cuenta la relación costo-beneficio que represente la combinación.
No CONVENCIONALES	Magnético	Trata las sustancias magnéticamente, sus moléculas se polarizan y repelen entre sí, manteniéndose dispersas en el fluido.	No requiere la aplicación de químicos adicionales y sus costos de aplicación son relativamente bajos.	El diseño de la herramienta debe ser específico para cada tipo de crudo, puesto que cada fluido responde de manera individual al pasar por un campo magnético.
	Ultrasónico	Consiste en colocar un generador de frecuencia ultrasónica en las paredes del tubing y producir una frecuencia capaz de desintegrar e inhibir la deposición de parafinas.		

Yacimiento. La producción de estas arenas ocasiona una disminución en el sistema de producción y recolección, obstruyendo y deteriorando las tuberías y equipos de las facilidades. El arrastre de sólidos, dependerá de factores tales como: tipo de fluidos producidos, viscosidad, variación de la tasa de flujo con respecto a la presión, siendo que altas tasas de producción favorecen el arrastre.

Los principales problemas que surgen como consecuencia del arenamiento son el taponamiento de los dispositivos internos del separador, la erosión, corte de válvulas y líneas y la acumulación de arena en el fondo del separador. Es adecuado el uso de válvulas y elementos resistentes al efecto abrasivo de la arena.

La producción de arena es uno de los problemas más comunes durante la explotación de yacimientos de petróleo pesado. La viscosidad del fluido es uno de los factores que afecta la producción de arena, puesto que la fuerza de arrastre que se ejerce sobre los granos de arena es creada por el flujo de fluidos del yacimiento y a su vez, es proporcional a la velocidad y viscosidad del fluido que se está produciendo. De esta manera, la influencia del arrastre por viscosidad incita a la producción de arena en los yacimientos de crudo pesado.<sup>11</sup>

Si se tiene una velocidad de producción elevada, esta podría transportar arena hacia la superficie, provocando el arrastre hacia las líneas y estaciones de flujo ocasionando deterioro y erosión en los equipos debido al poder abrasivo de la arena. Si la erosión es severa, el equipo de superficie puede llegar a fallar en su totalidad, generando graves problemas ambientales, de seguridad y entorpecimiento de la producción.

---

<sup>11</sup> DEL VALLE FIGUERA SCALISI, Julia Alejandra. Propuesta de mejoras a los métodos de control de arena de los pozos productores de la arena o- 15, yacimiento ofim cnx-24, campo cerro negro. Universidad de Oriente. Maturín, Venezuela, 2012.

El arenamiento, ocasiona problemas tanto económicos como de riesgo en las instalaciones; por ejemplo, interrupción de la producción debida al taponamiento en la tubería de producción, líneas de escurrimiento, separadores, etc. En superficie se requieren diversos dispositivos con el fin de eliminar la arena del aceite producido, como por ejemplo, separadores ciclónicos, que consisten de un recipiente en forma de cono invertido que cuenta con una entrada tangencial para el fluido. La arena arrastrada por los hidrocarburos se precipita por acción de la fuerza centrífuga hacia la parte inferior, donde son recolectadas.<sup>12</sup>

**1.4.1. Mecanismos de control de arena.** Los problemas de arenamiento, con poca severidad, son resueltos por remoción periódica de la arena de las facilidades de superficie como separadores, líneas de flujo y múltiples de producción

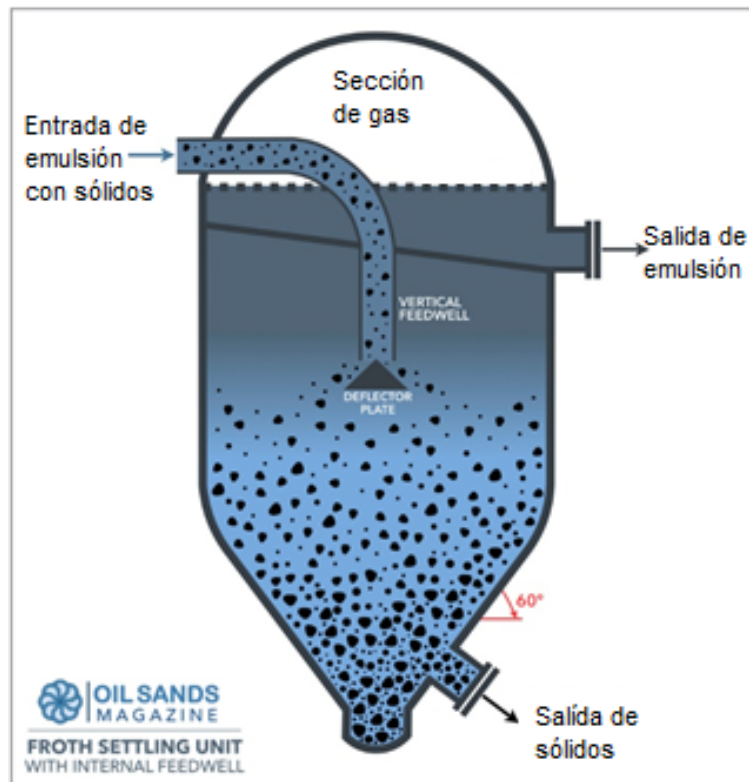
- **Reducción (control) de las fuerzas de arrastre:** El método más sencillo y económico para controlar la producción de arena es supervisar la tasa de producción. Por lo tanto, se debe tener en cuenta la determinación de la tasa crítica de producción por encima de la cual la producción de arena será excesiva y producirá abrasión. Factor que se deberá tener en cuenta en el diseño de las tuberías.
- **Sedimentación gravitacional:** Con función de remover la arena y sólidos suspendidos en el fluido, se aplica el proceso de sedimentación mediante equipos desarenadores que proporcionan un tiempo de retención al fluido permitiéndole a las partículas decantarse para luego ser drenadas. Existen varios equipos y sistemas especializados para realizar este proceso, cómo también equipos auxiliares dentro de sistemas diferentes como los sand jets en los separadores de fases.

---

<sup>12</sup> HERNÁNDEZ MARTÍNEZ, Orlando. Op. Cit., p. 21.

Los equipos de sedimentación gravitacional como los tanques sedimentadores (Figura 2) o los surge tanks son instalados cuando el arenamiento es severo, y las trampas de arena (Figura 3) se instalan antes de equipos importantes como los tratadores termo-electrostáticos de considerarse necesario. De igual manera ambos equipos se deben revisar periódicamente para la remoción de arena, con la ventaja que se puede remover la arena de ellos sin parar la operación.

**Figura 2. Esquema de un tanque sedimentador a presión.**



Fuente: OIL Sands Magazine. Paraffinic Froth Treatment. Julio 20, 2015.[en línea] [citado 20 de marzo de 2016] Disponible en: [www.oilsandsmagazine.com/oilsands-mining-solvent-paraffinic-froth-treatment-pft/](http://www.oilsandsmagazine.com/oilsands-mining-solvent-paraffinic-froth-treatment-pft/)

**Figura 3. Trampa de arena.**



**Fuente:** OIL Sands Magazine. Paraffinic Froth Treatment Julio 20, 2015. [en línea] [citado 10 de marzo de 2016] Disponible en: [www.portaldelpetroleo.com/2014/04/disenio-construccion-y-evaluacion-de.html](http://www.portaldelpetroleo.com/2014/04/disenio-construccion-y-evaluacion-de.html)

## 1.5. CORROSIÓN

Es posible definir la corrosión como la degradación de los materiales a través de sus combinaciones químicas con elementos como O<sub>2</sub>, S, CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S, etc. Estos dos últimos gases se pueden encontrar en los fluidos del pozo en proporciones aproximadas del 40 – 50 % en volumen de gas. Este fenómeno conlleva a problemas o implicaciones muy importantes en la industria, puesto que los fluidos producidos pueden ser muy corrosivos provocando degradación de los materiales, interrupción de la operación de producción, reducción de la eficiencia de los equipos de superficie y mantenimientos con costos elevados.<sup>13</sup>

---

<sup>13</sup> CARRILLO ROJAS, Sandra. Estudio y evaluación de las facilidades de superficie para optimizar el sistema de venteo de la estación villano a de agip oil ecuador bv. Escuela Politécnica Nacional. Quito, Febrero de 2007.

## **2. DISEÑO CONCEPTUAL DE LAS FACILIDADES**

La ingeniería conceptual de un proyecto incluye el planteamiento de las posibilidades y probabilidades en el diseño del mismo, es decir se toma en cuenta un amplio rango de escenarios posibles para proponer una solución ingenieril que contenga esta variedad de posibilidades.

En consecuencia, se plantea un procedimiento mínimo y las variables más importantes a tener en cuenta en el diseño de la filosofía de operación, lo que tendrá importancia en el desarrollo del proyecto, en el dimensionamiento de equipos, en la prevención de problemas, y operación de las facilidades.

### **2.1. REQUERIMIENTOS INICIALES PARA LA INGENIERÍA CONCEPTUAL**

Durante el proceso inicial de un proyecto de explotación, se instalan unas facilidades tempranas medianamente flexibles en el tratamiento del crudo, de las cuales se obtiene valiosa información a medida que se producen los fluidos de los primeros pozos del yacimiento. Esta etapa direccionará la estimación y determinación del tratamiento y los equipos técnicos necesarios mediante el conocimiento del yacimiento y estándares deseados de producción.

**2.1.1. Requerimientos de calidad del crudo<sup>14</sup>.** El crudo debe tener ciertos requerimientos de calidad con el fin de tener valor en los procesos de refinación, estos requerimientos pueden ser determinados por las refinerías, pero generalmente se encuentran entre los siguientes valores aproximados, como:

- El contenido de agua debe ser menor de 0,5 % vol.
- Las sales deben ser menor o igual que 1 lb/1000 bbl.
- No debe tener material particulado (arena).
- La acidez debe ser menor que 0,5 mg KOH/g.
- El contenido de cenizas debe ser menor que 0,01 %.
- Contenido de metales (vanadio, níquel, hierro, cobre, sodio), debe ser menor de 10 ppm en promedio.

**Tabla 2. Requerimientos de calidad del crudo pesado para transporte.**

PARÁMETRO DE PRUEBA	VALOR DEL PARÁMETRO	MÉTODO DE ENSAYO
Agua y Sedimento	Máximo 0,8% en volumen	Agua – Karl Fisher ASTM D4377 Sedimentos – ASTM D473
Gravedad API a 60 °F	Igual o Superior a 18 grados API pero inferior a 21.1 grados API.	ASTM - D1298
Viscosidad a la Temperatura de referencia	Máximo 300 cSt a 30°C	ASTM D445
Presión de Vapor REID	Máximo 9 lb/pulgada cuadrada. Reid Vapour Pressure	ASTM D323
Temperatura de Recibo	Máximo 105 °F	
Contenido de Sal	Máximo 20 PTB	ASTM D 3230
Punto de Fluidez	≤ 6°C	ASTM D93
Contenido de Azufre	Menor o igual a 2% en peso	ASTM D4294 Espectrometría de Fluorescencia
TAN (Número de Acidez Total)	Menor o igual a 0.8 mgKOH/g	ASTM D664

Fuente: OCENSA. Requerimientos mínimos de calidad del crudo, [en línea] [citado 15 de marzo de 2016] Disponible en: disponible en internet: <https://bto.ocensa.com.co/bto/Paginas/REQUERIMIENTOS-MINIMOS-DE-CALIDAD-DEL-CRUDO.aspx>

<sup>14</sup> ARNOLD, Ken y STEWARD, Maurice. Surface Production Operations. Tercera edición. Houston, Texas; Gulf Publishing Company, 2008

### **2.1.2. Identificación de las características del flujo y la mezcla de fluidos.**

Para llevar a los fluidos a condiciones de especificaciones técnicas de calidad (requerimientos de calidad) es necesario conocer los problemas que se presentarán y los posibles comportamientos termodinámicos y cinéticos del fluido, para también diseñar o rediseñar los procesos y equipos implicados en el tratamiento de estos. Para tener este conocimiento se deben interpretar análisis de laboratorios, determinaciones de muestras, mediciones, y pruebas entre otros, algunos de ellos son:

- Destilaciones y determinación de cortes de crudo (Oil Assays / normas ASTM).
- Reología.
- RGL.
- RGA.
- °API.
- S&W.
- SARA.
- Cromatografía.
- Tabla de viscosidades.
- Caudales.
- Patrones de flujo.
- Contenido de sal.
- Contenido de H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub>
- Presión de vapor REID

**2.1.3. Estimación de la capacidad de la planta.** La información de producción de las facilidades tempranas y la de ingeniería de yacimientos, pruebas de presión, pruebas de producción, caudales iniciales, entre otras, son vitales para el inicio de la planeación del proyecto, y precisan la producción objetivo del mismo. La determinación de esta capacidad de producción prescribirá la capacidad de las

facilidades de tratamiento para el crudo, por ende estipulan las capacidades de los equipos para el esquema adecuado. Un dimensionamiento apropiado es el objetivo ingenieril que balancea costos con capacidad de tratamiento.

**2.1.4. Evaluación del campo (sitio) de instalación de las facilidades.** Según la capacidad estipulada, se estima el espacio necesario y se elige el punto donde se instalarán las facilidades de tratamiento. Se tienen en cuenta la altitud del sitio, la distribución de los pozos existentes o la estimación de donde serán perforados a fin de disminuir las caídas de presión o de generar presiones adicionales al sistema que minimicen el aporte desde el yacimiento, la dirección de envío o entrega de fluidos y de recibo de servicios, entre otros.

## **2.2. ASEGURAMIENTO DE FLUJO**

El aseguramiento de flujo implica todas aquellas operaciones y tratamientos que generen un flujo de fluidos confiable, manejable y rentable desde el yacimiento hasta los puntos de venta, es decir, que abarca los parámetros de producción y tratamientos de fluidos y a su vez ofrece soluciones a los problemas que se presenten con dichos parámetros, por ejemplo: formación de hidratos, depósitos de parafinas o asfáltenos, corrosión por H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub>, formación de espumas, etc.

El aseguramiento de flujo incluye el análisis de las muestras del fluido con el fin de caracterizar el comportamiento de las fases y anticiparse a los problemas de flujo asociados al mismo, de manera que las instalaciones de producción y facilidades de superficie, puedan ser diseñadas con el objetivo de prevenir o mitigar estos problemas y evitar la reducción o interrupción total del flujo de hidrocarburos.

El aseguramiento de flujo abarca una amplia gama de disciplinas con el objetivo de operar de manera correcta durante los procesos de producción,

almacenamiento, manejo y tratamiento de crudo. Teniendo en cuenta mediante el análisis de las características de fluido a producir, que este puede generar problemas operacionales. Para ello se debe tener en cuenta, en el caso de los crudos pesados y extrapesados, como se ve afectado el flujo de estos por la producción de agua y arena o la formación de espumas.<sup>15</sup> Para estos crudos especiales, este proyecto presenta un análisis para evaluar, cómo los diferentes métodos de aseguramiento de flujo afectan las variables del sistema de tratamiento, este es mostrado en el apéndice A-3.

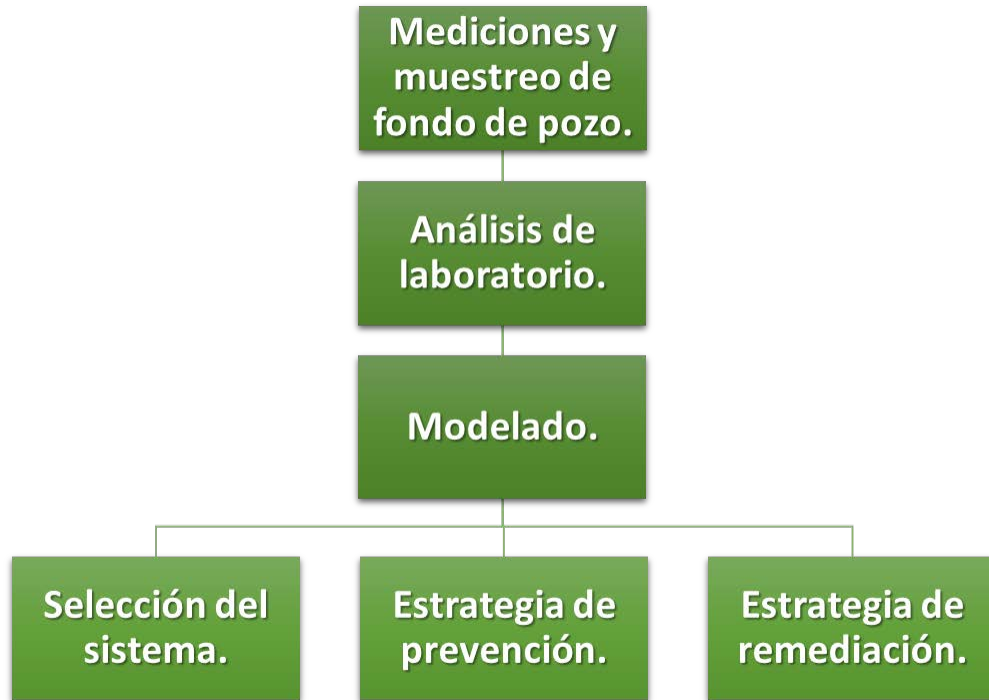
Así, el aseguramiento de flujo es una serie de procesos que se llevan a cabo para extraer el crudo de manera segura y ordenada, con el fin de mantener los niveles óptimos de producción de los pozos. Para llevar a cabo esta serie de procesos, de manera eficaz, es necesario contar con información consistente de las propiedades de los fluidos producidos durante la vida operativa de cada uno de los pozos, características del yacimiento, perfiles de producción y factores mecánicos, operacionales, de riesgo y económicos del sistema en general.<sup>16</sup> En la figura 4 se muestra el proceso

---

<sup>15</sup> ANGIANO ALVARADO, Aliskair. Metodología para el aseguramiento de flujo de crudo pesado, Universidad Autónoma de México. November de 2009

<sup>16</sup> McMullen N. D. Flow-Assurance Field Solutions (Keunote). Artículo Técnico SPE-OTC 18381 Offshore Technology Conference. Houston, Texas. 1 May - 4 May 2006.

**Figura 4. Proceso de diseño del aseguramiento de flujo.**



Fuente: AMIN. RIDING Mark. SHEPLER Randy. SMEDSTAD Eric. Desarrollo Submarino desde el Medio Poroso hasta el Proceso. Oilfield Review Summer 2005 Spanish Version, Volumen 17 N° 2.

**2.2.1. Aplicación de procesos reductores de viscosidad.** La viscosidad es una propiedad de los fluidos estrechamente relacionada con la temperatura y la composición del mismo, razón por la que podemos modificar la viscosidad a nuestro favor. La tendencia de la viscosidad es la de resistirse al flujo en la medida que ella aumenta, por lo tanto, se aprovecha la relación inversa de esta con la temperatura, la dilución o la aplicación de agentes reductores de viscosidad para disminuirla y así facilitar el flujo.

**2.2.1.1. Dilución**<sup>17/18/19</sup>. Esta consiste en mezclar homogéneamente un crudo pesado con hidrocarburos livianos o algún derivado en cierta proporción, para aumentar su calidad y garantizar su fluidez. Debemos considerar siempre para la implementación de este método que se debe hacer de forma rentable encontrando una relación costo/beneficio favorable.

Este método permite disminuir la viscosidad y densidad del crudo, y a su vez los requerimientos de energía para el bombeo y de diámetro para los oleoductos. Es necesario determinar la cantidad y calidad óptima del diluyente con el objetivo de conseguir la mezcla adecuada. El principal obstáculo en la aplicación de este método es la disponibilidad y necesidad de sistemas de inyección, recuperación y reciclo del diluyente utilizado.

La inyección de diluyente puede realizarse en fondo o en superficie, en la figura 5 se muestra un esquema de inyección en pozo, que ya podría ser en cabeza o en fondo. A su vez, la inyección en fondo puede hacerse a la succión o a la descarga de la bomba. La ventaja de hacerlo a la succión es que la viscosidad de los fluidos a la entrada disminuye, lo cual propicia un mayor llenado de la cavidad, aumentando la eficiencia volumétrica. Por otro lado, en este caso la bomba maneja no solo los fluidos de yacimiento, sino también el caudal de diluyente, lo cual disminuye la eficiencia global del sistema. Además, es necesario analizar el desempeño del sistema de levantamiento artificial implementado para el fluido diluido, considerando un rango de tolerancia, es decir, elegir un SLA adecuado.

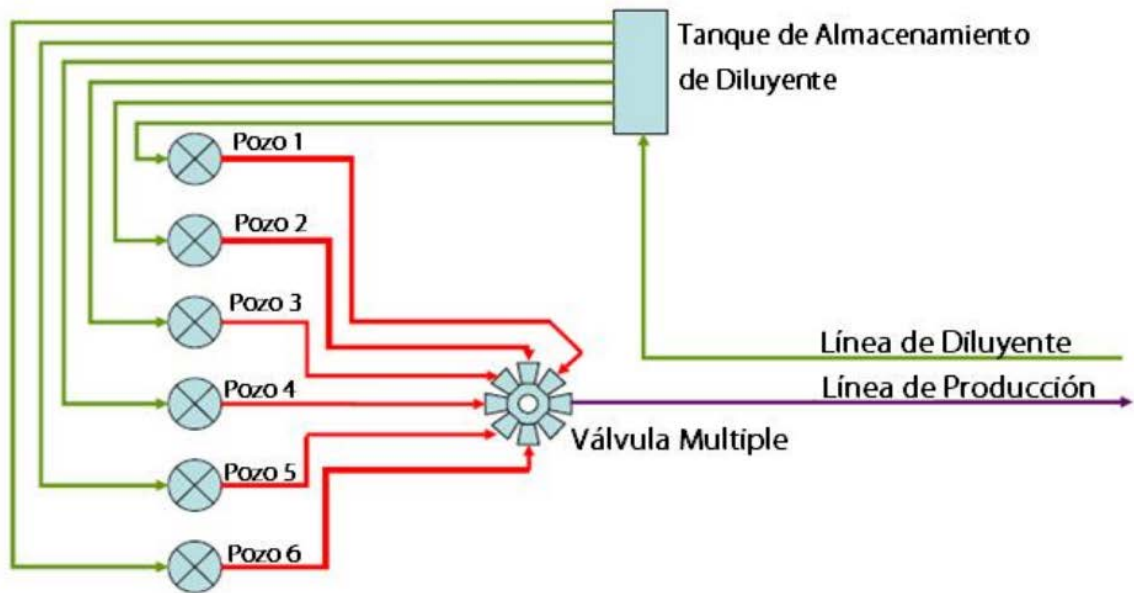
---

<sup>17</sup> VILLALOBOS LUÉVANOS, Ernesto (PEMEX); Martínez Guerrero María (IMP). Informe de alternativas tecnológicas sobre aseguramiento de flujo para crudo pesado y extrapesado. Mexico, Diciembre 2011.

<sup>18</sup> SANIERE A, HÉNAUT I. y ARGILLIER J. F., Pipeline transportation of heavy oils and Strategic, Economic and Technological Challenge. Oil and Gas science and technology. Rev. IFP, Vol. 59 (2004), No. 5, pág. 455-466

<sup>19</sup> CÁCERES R. O., Entorno tecnológico regional crudos pesados. UDE, Instituto Colombiano del Petróleo, 2008.

**Figura 5. Esquema de inyección de diluyente para múltiples pozos.**



Fuente: BASTARDO Rafael – Artículo SPE 1146460, 2008.

En el caso de la inyección en fondo a la descarga de la bomba, parecería lógico pensar que la bomba está más protegida pues no maneja diluyente, sin embargo, en caso de fallas eléctricas, el diluyente se desvía hacia abajo, inundando la bomba y produciendo su falla casi inmediata. Para evitar esto se coloca una válvula check de bola y asiento (válvula fija) a la entrada de la bomba. En el caso de sistemas de levantamiento por cavidades progresivas, esta práctica ha traído problemas, pues dificulta el espaciamiento, ya que el fluido atrapado entre el sello rotor-estator y la válvula fija, impide que el rotor llegue a tocar el pin de paro dejando gran parte del rotor fuera del estator, lo cual puede producir la fractura del rotor por fatiga debido a las vibraciones excesivas o el desgarramiento del estator, ya que el número de etapas efectivas y la capacidad de levantamiento o cabeza de la bomba, se ven reducidas.<sup>20</sup>

<sup>20</sup> HERNÁNDEZ, Cesar. Evaluación Técnica-Económica de un sistema de dilución de crudo pesado para su transporte entre las estaciones sdn-1 y buef-2, distrito sur san tomé. Universidad de Oriente de Venezuela. Maturín, febrero de 2006.

En el caso de la inyección en superficie los puntos recomendados están en los cabezales de pozo o en el manifold donde la agitación del flujo permite una mezcla adecuada, pero considerando qué, si se aplica en estos puntos, es porque ya se cuenta con un flujo adecuado del fluido hasta los mismos. La aplicación de diluyentes trae consigo una serie de ventajas y desventajas que se presentan en la tabla 3.

**Tabla 3. Ventajas y desventajas de los diluyentes.**

<b>Ventajas</b>	<b>Desventajas</b>
Mejoramiento de la calidad del crudo.	Costos asociados al diluyente, compra, transporte, almacenamiento.
Mejoramiento del desplazamiento del crudo en la línea y las facilidades.	Contar con fuentes seguras de abastecimiento del diluyente y en las cantidades requeridas como también de variedad proveedores.
Sirve de canal del sistema de inyección de químicos.	Aumento o aparición de la tendencia de precipitación de asfáltenos
Reducción del consumo de energía eléctrica y térmica para bombeo, como también para los tratadores	Contar con un sistema de inyección de diluyente que posea bombas, líneas, múltiples equipos de medición y control y otros. Esto resulta en un gasto inicial y de mantenimiento apreciable.
Aumento en la efectividad del proceso de deshidratación y desalado del crudo.	Aumento de la espumabilidad del crudo lo que se traduce en mayor costo para tratamiento de espumas.

Es necesario dejar en claro, que existe una pérdida en el volumen final de la suma de los volúmenes de crudo y diluyente; es decir, la suma de sus volúmenes no es aditiva. Esta pérdida volumétrica o “encogimiento” de la mezcla, debe determinarse experimentalmente basándose en la norma, API 12.3, “Calculation of Petroleum Quantities: Calculation of Volumetric Shrinkage Resulting from Blending Light Hydrocarbons with Crude Oil.”

En la aplicación del método de dilución se debe ser cuidadoso para tomar las decisiones y dimensionar el sistema, ya que se debe tener en cuenta cómo se comportan los problemas presentes del crudo, cómo reacciona la química aplicada al proceso con el crudo diluido, y cómo varía la eficiencia de los equipos; esto último será de vital importancia en el dimensionamiento.

Se debe seleccionar el diluyente que presente un escenario de aplicación estable, teniendo en cuenta la fuente de abastecimiento, costos, compatibilidad de la mezcla y efectividad de aplicación. Otros aspectos pueden ser: Diámetro del oleoducto, número de estaciones de bombeo, calidad y espesor de la tubería, y variación de las tasas de flujo.

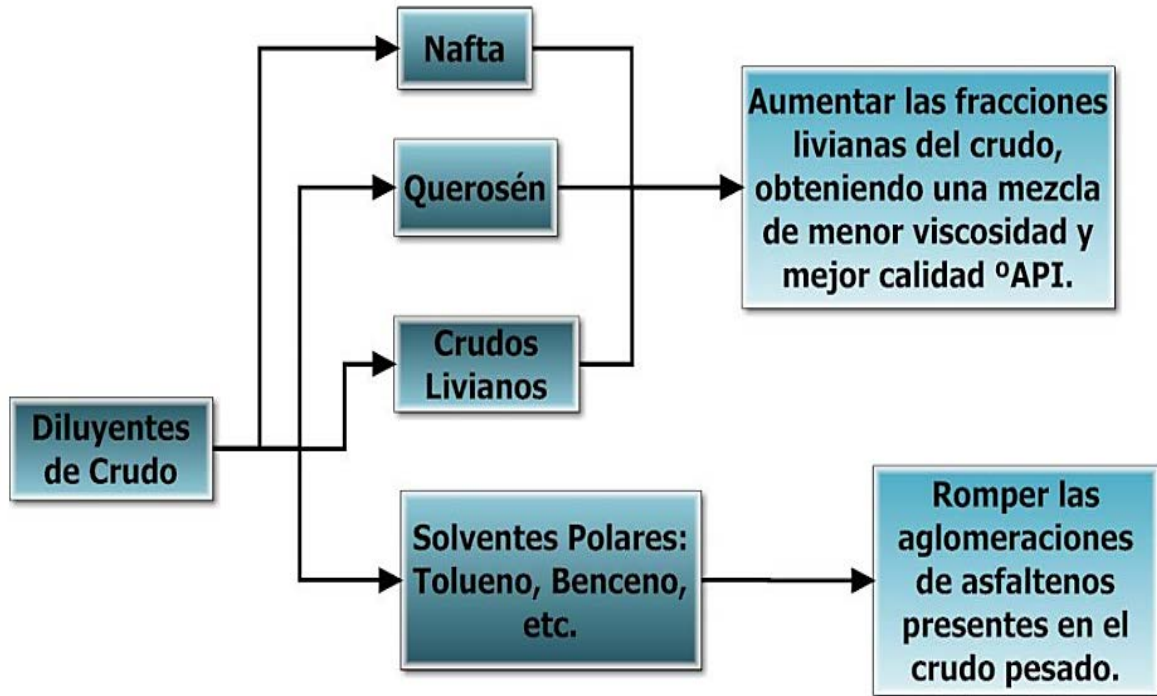
- Hay que definir una eficiente relación crudo/solvente que permita el flujo de la mezcla con un rango de seguridad, es decir, determinar la proporción de solvente que de una mezcla de viscosidad deseada que amortigüe cambios en el flujo.
- Las viscosidades que se desean de estas mezclas se consiguen llevándolas a un °API de entre 13 a 18 °API.
- En la operación se deben monitorear los cambios en la composición y hacer seguimiento a los perfiles de temperaturas en los puntos críticos, como también de las viscosidades y patrones de flujo.
- Se debe hacer estudios económicos periódicamente ante los cambios presentados proponiendo nuevos escenarios de aplicación que logren mejores relaciones costo/beneficio.
- Escoger la mezcla de dilución que presente una presión de vapor menor, lo que se traduce en menos pérdidas.

- Mirar la viabilidad de implementar un sistema de recuperación de las pérdidas por evaporación de livianos.
- En caso de no implementar sistema de recuperación, analizar el sistema ideando minimizar las pérdidas por evaporación.
- Crear un almacén de reserva o sistema de contingencia.

Los diluyentes pueden ser crudos livianos, derivados del petróleo o incluso diluyentes sintéticos como es el caso de WellFlux™. La elección del diluyente como se había mencionado dependerá de la compatibilidad con el crudo en cuestión, y generalmente se busca que sea de contenido aromático por su efectividad para debilitar enlaces intermoleculares y disminuir la viscosidad. En la figura 6 se muestran algunos tipos de diluyentes.

**2.2.1.2. Calentamiento (superficie, fondo de pozo):** La viscosidad es una propiedad de los fluidos que está relacionada con la temperatura del mismo, dicha relación es inversa, por lo tanto, para altas temperaturas la viscosidad de los crudos pesados disminuye drásticamente.

**Figura 6. Algunos tipos de diluyentes de crudo**



Fuente: Informe de alternativas tecnológicas sobre aseguramiento de flujo para crudo pesado y extrapesado. PEMEX, 2011.

Este método presenta ciertas desventajas, entre las cuales se encuentran: problemas de corrosión, cambios en la estructura coloidal del petróleo, que generan inestabilidad en los centros de almacenamiento y el consumo energético.

El calentamiento del crudo puede ser realizado en la superficie o en el fondo de pozo, pudiendo ser acompañado de aislamiento de algún tipo, estos calentamientos reducen la viscosidad de la emulsión permitiendo o mejorando el flujo de fluidos y su respectivo tratamiento. Esta técnica requiere a menudo de sucesivas etapas de calentamiento a medida que el calor se transfiere hacia el ambiente. La viabilidad de su aplicación está directamente relacionada con los costes operativos y a la disponibilidad de energía térmica. A medida que se

requiera de etapas de calentamiento, para reducir el coste de bombeo, se verá un incremento en los costos por calentamiento.

Existen varias tecnologías para el calentamiento en fondo de pozo pero para todas ellas, se tuvo que haber previsto de un pozo completado para tales fines, un pozo aislado térmicamente, con materiales resistentes a las temperaturas de operación de estos equipos. En la mayoría de los casos será de mayor viabilidad el calentamiento en superficie.

El calentamiento en superficie es más frecuentemente utilizado, mejor conocido y también hace parte de algunos de los tratamientos para los crudos producidos, como los tubos concéntricos, intercambiadores de calor, de coraza y tubos, los tratadores térmicos y los tanques calentadores o calderas. El calentamiento del fluido puede ser acompañado por el aislamiento térmico, pero se ve implementado en pocos casos, como en Canadá.

**2.2.1.3. Conservación de temperatura:** La conservación de la temperatura, es el aprovechamiento de la temperatura del yacimiento, en algunos casos resulta viable y sobre todo económico preservarla. Mediante el aislamiento térmico se consigue minimizar las pérdidas de calor y mantener una viscosidad relativamente baja del fluido que le permite fluir y someterse a los tratamientos de las facilidades. En casos especiales las temperaturas del yacimiento tiene pérdidas mínimas al llegar al cabezal del pozo como sucede en el campo castilla donde las temperaturas en cabeza<sup>21/22</sup> son de aproximadamente 200 °F.

- Se deben contar con las tablas de viscosidad del crudo, las que permitirán determinar la temperatura mínima a la que se desea el crudo.

---

<sup>21</sup> EL TIEMPO. Proyecto piloto haría más eficiente la dilución o tratamiento del crudo en el Meta. 16 de junio de 2015[en línea] [citado 15 de marzo de 2016] Disponible en: [www.eltiempo.com/colombia/otras-ciudades/ecopetrol-innova-para-no-usar-nafta-en-el-meta/15958075](http://www.eltiempo.com/colombia/otras-ciudades/ecopetrol-innova-para-no-usar-nafta-en-el-meta/15958075)

<sup>22</sup> QUINTERO, Carolina. Alternativas de producción más limpia en la estación de recolección y tratamiento castilla II. Tesis U de la salle. p. 43.

- Se deben calcular las pérdidas en las líneas y las facilidades para considerar el tipo y diseño de aislamiento térmico.
- Es necesario el control y monitoreo de las temperaturas y por ende de las viscosidades manteniendo siempre un margen de seguridad.

**2.2.1.4. Emulsificación.** Las emulsiones son mezclas heterogéneas de dos o más fluidos inmiscibles generalmente en diferentes proporciones, cuando uno de ellos se encuentra en mayor cantidad el otro u otros se encuentran dispersos en él, en forma de gotas o burbujas. Esta fase en mayor cantidad aporta más caracterización de su viscosidad sobre la de la mezcla lo que es deseado para flujo (transporte) de la emulsión. Algunos factores importantes que determinan la estabilidad de las emulsiones son:

- Composición del crudo en términos de moléculas de superficie activada.
- Contenido de asfáltenos y resinas.
- Salinidad y pH del agua.
- Volumen de agua (relación de volumen de fase).
- Tamaño de las partículas y su polidiversidad.
- Temperatura.
- Densidad, diferencia de densidades.
- Tipos de surfactantes usados y su concentración.
- Viscosidad de la fase continua.
- La energía de mezclado.
- Edad de la emulsión.
- Presencia de agentes emulsificantes del yacimiento.

Este método se usa con la intención de mejorar las condiciones de flujo y se logra mediante la adición de un surfactante, que logra formar una dispersión de gotas de crudo en agua, la cual tendrá una menor viscosidad que el crudo en sí. Pero

luego, para el tratamiento del crudo, es necesario romper dicha emulsión que se espera no su ruptura sea fácil.

Este método es ampliamente usado para transporte por oleoductos, pero genera el grave problema de fortalecer la emulsión haciéndola muy estable a medida que pasa el tiempo<sup>23</sup>, o sea, difícil de romper. Los métodos para romper las emulsiones son el método químico, método térmico, método de campo electrostático, y otros menos usados, como se muestran en la Tabla 4.

**2.2.1.5. Disminución del punto de escurrimiento<sup>24</sup>** : Cuando existen problemas con el transporte de crudos pesados, como en clima frío, las dificultades de bombeo y/o transporte de combustible de petróleo a través de las líneas de flujo, válvulas y bombas aumentan, esto debido a la formación de ceras provenientes de crudos. Con las caídas de la temperatura el crudo tiende a precipitar y cristalizar éstas ceras, causando que el aceite pierda fluidez.

Para solucionar esto existe una tecnología de métodos químicos donde se aplican varios aditivos conocidos como depresores del punto de escurrimiento, y como su nombre lo expresa, estos se han desarrollado para reducir el punto de escurrimiento de aceites crudos. (“El punto de escurrimiento es definido por la ASTM D-97 como la temperatura más baja a la cual el crudo seguirá fluyendo”) Para esto se han desarrollado los inhibidores de ceras que retardan su formación y precipitación.

---

<sup>23</sup> GARCÍA, Angie. SECHAGUA, Diego. OSORIO, Jorge. Manual especializado en tratamiento de crudo pesado. Corporación Institucional del Petróleo. Villavicencio, Meta, 2009.

<sup>24</sup> VILLALOBOS LUÉVANOS, Ernesto (PEMEX); Martínez Guerrero María (IMP). Op. Cit., p.34.

**Tabla 4. Conceptualización de emulsiones de crudo pesado en agua.**

<b>Emulsión de crudo pesado y extra pesado en agua</b>	Modificadores de superficie	Surfactantes no iónicos
		Surfactantes aniónicos
	Estabilizantes o inhibidores de la coalescencia	Biopolímeros
	Activadores de asfaltenos	Aminas
	Métodos de emulsificación	Agitación común
		Emulsificación por membranas
		Emulsificación por ondas ultrasónicas
	Métodos para romper la emulsión	Desemulsificación térmica
		Electro desemulsificación
		Desemulsificación química
		Método de congelación-descongelación
Desemulsificación por membranas		

Fuente: VILLALOBOS, Ernesto (PEMEX); MARTÍNEZ, María (IMP). Informe de alternativas tecnológicas sobre aseguramiento de flujo para crudo pesado y extrapesado. Mexico, Diciembre 2011.

Algunos de los depresores del punto de escurrimiento e inhibidores de ceras que están disponibles solidifican a temperaturas que varían de  $-5^{\circ}\text{C}$  a  $60^{\circ}\text{C}$ . Tales sistemas no son particularmente útiles en el intervalo de temperaturas bajo condiciones de invierno. Las alternativas por lo tanto buscan reducir los puntos de escurrimiento en hidrocarburos fluidos así como inhibidores o retardantes de depósitos de parafinas.<sup>25</sup> En la Tabla 5 se indican los depresores del punto de escurrimiento utilizados en la industria.

<sup>25</sup> RICHARD L, Martin, (US). HAROLD L, Becker (US). GALVAN, Dora (US). Pour point reduction and paraffin deposition reduction by use of imidazolines. Compañía: BJ Services Company. Patente No. US 2007/0051033 A1. Marzo 8, 2007.

**Tabla 5. Depresores del punto de escurrimiento.**

Químicos
Copolímeros de acril esters con alil éter <sup>a</sup>
Urea y derivados
Homopolímeros de esters acrílicos
Polímeros Graft <sup>b</sup>
Fullerenos Sustituídos <sup>c</sup>

a) En cantidades de varios cientos de ppm.

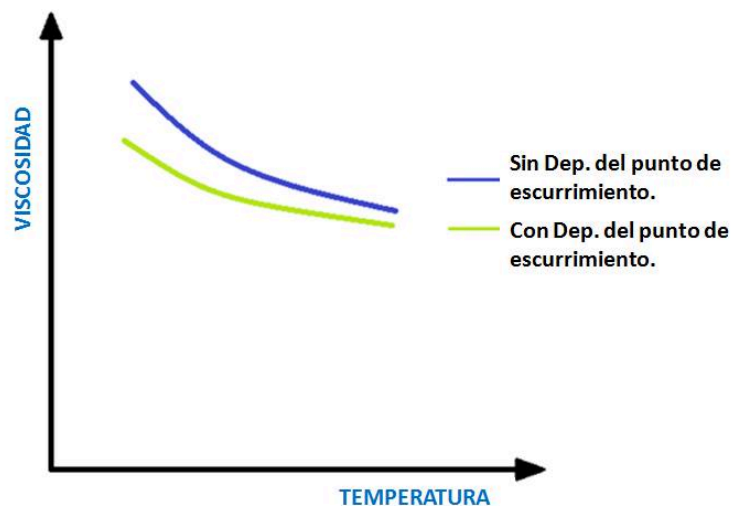
b) Etileno-vinilacetato copolímero como componente de la red principal y componente graft: imidas ácidas dicarboxílicas no saturadas, amidas ácidas dicarboxílicas, o sales de amonio de las "half-amidas".

c) Compuestos de Fullerenos-anilina, fullerenos-fenol.

Fuente: VILLALOBOS, Ernesto (PEMEX); MARTÍNEZ, María (IMP). Informe de alternativas tecnológicas sobre aseguramiento de flujo para crudo pesado y extrapesado. Mexico, Diciembre 2011.

Cabe aclarar que los depresores del punto de escurrimiento no son viscoreductores, su efecto se centra en (como ya habíamos mencionado) bajar el punto de escurrimiento del fluido para que fluyan a temperaturas más bajas de las que normalmente lo harían. La figura 7 es una gráfica que ilustra esta propiedad.

**Figura 7. Depresores del punto de escurrimiento y su efecto en la viscosidad.**



**2.2.1.6. Viscoreducción (A.R.V).** La viscoreducción, como su nombre lo sugiere, es la disminución de la viscosidad de los crudos pesados mediante la aplicación de un agente “viscoreductor”,<sup>26</sup> que también afecta su °API. Estos “agentes reductores de viscosidad” (A.R.V) son productos químicos, como surfactantes (tensoactivos) base aceite, generalmente compuestos por una mezcla de aminas, cada empresa posee una formulación de su producto. Algunas empresas han desarrollado estos “A.R.V” de aceites vegetales obteniendo un producto más económico con buen desempeño. La figura 8 ilustra el efecto de reducción de viscosidad, de estos agentes.

**Figura 8. Efecto del agente reductor de viscosidad.**



**Muestra de crudo pesado.**



**Muestra de crudo pesado renovado con BRV.**

Fuente: GEO ESTRATOS. Bioreductor de viscosidad. Geoestratos S.A, Estudios de Ingeniería y Subsuelo. 2015. [en línea] [citado 15 de marzo de 2016] Disponible en : <http://geoestratos.info/productos/brv.html>

<sup>26</sup> BRICEÑO, Mariheli Carolina. Evaluación de los reductores de viscosidad en crudos pesados de occidente Universidad Rafael Urdaneta. Maracaibo 2007.

**2.2.1.7. Flujo espumoso:** <sup>27</sup> Característica especial de los crudos viscosos espumosos, que se produce cuando el fluido del yacimiento se expande por su gas en solución lo que es exactamente el mecanismo de producción “gas en solución”, este reduce su viscosidad y densidad relativa, permitiéndole al crudo viscoso una mayor fluidez. Esta característica del crudo se diferencia de otros yacimientos de empuje por “gas en solución” porque las burbujas alcanzan un rango de tamaño por encima de las que se forman normalmente en los yacimientos de “gas en solución” donde no se tiene el fenómeno de crudo espumoso. Esta particularidad se considera un “buen comportamiento primario” ya que permite la producción del yacimiento y en especial el transporte del crudo en las tuberías previas a las facilidades.

La principal diferencia entre el mecanismo de producción de “gas en solución, convencional” y del empuje por gas en solución de crudos espumosos, está en lo que ocurre luego de que empieza a expandirse la primera burbuja en el punto de burbuja, ya que en el caso del crudo espumoso solo se posee un gradiente lo suficientemente fuerte para movilizar grupos de burbujas justo después de que ellas han crecido hasta un cierto tamaño. En el “caso convencional” la burbuja se queda estática y suspendida en el seno del líquido y a medida que crece se une con otra u otras hasta formar una fase continua, mientras que en el caso de “foamy oil”, una vez que comienza la expansión de la burbuja ésta puede fluir junto con el petróleo suspendida en el seno del líquido, sin unirse con otras burbujas, reduciendo la viscosidad y densidad del fluido como se puede observar en la Figura 9. Aunque esto no implique que la burbuja y el petróleo se muevan a la misma velocidad promedio, sí existe una dependencia entre la velocidad de la burbuja y la viscosidad del crudo.

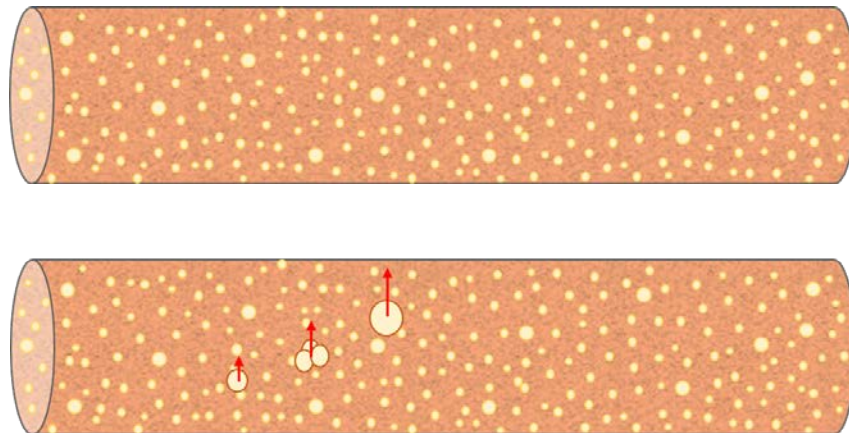
---

<sup>27</sup> MAINI, B. Foamy oil flow. Paper SPE 68885, pp. 3. 2001. MAINI, B. A dynamic model to simulate foamy oil flow in porous media. Paper SPE 36750, pp. 1. 2001.

El tamaño de las burbujas dependerá de las fuerzas capilares de atrapamiento y de las fuerzas viscosas. Estas burbujas al desplazarse “en y con” la fase líquida por tuberías tienden a separarse en burbujas más pequeñas, lo que favorece la dispersión evitando la tendencia a coalescer y asegurando el mantenimiento de lo que se conoce como “flujo espumoso”, que no es más que el fenómeno de foamy oil.

Estas burbujas manifestarán la tendencia a coalescer cuando las condiciones de presión y viscosidad relativa (la viscosidad se supone se mantiene constante a temperatura constante) del crudo le permitan alcanzar un tamaño suficiente para emerger del seno del líquido, este tamaño se conoce como tamaño de la “burbuja de Taylor” y sucede cuando se alcanza la pseudopresión de burbuja. Evitando la coalescencia de la fracción gaseosa en el flujo, evitamos que la fracción líquida aumente su viscosidad, la formación de flujo bacheado y taponamientos, lo que nos otorga una herramienta operacional.

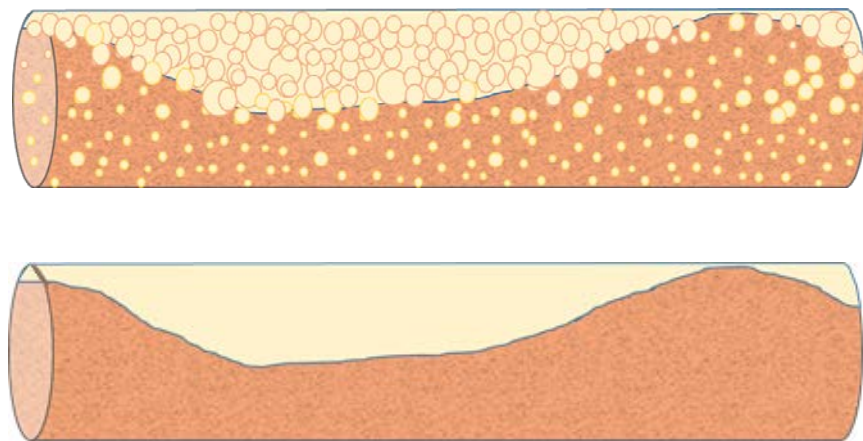
**Figura 9. Flujo espumoso.**



La formación de la fase espumosa traerá consigo graves problemas de flujo en las líneas de recolección como el mostrado en la Figura 10 y se deberá garantizar las condiciones para que no se forme esta fase, entonces, para evitar este efecto no deseado, es preciso conocer el rango de presión, temperatura y consecuentemente de viscosidad en la que se formará dicha fase para así controlarla.

Se presentarán problemas en los separadores dadas las condiciones de formación (condiciones de operación del separador) si no se inhibe dicha formación, lo que indica que aguas arriba de este proceso se debe inyectar la química antiespumante para evitar o reducir el espumamiento y garantizar una buena eficiencia del equipo.

**Figura 10. Formación de fase espumosa o espuma.**



**2.2.2. Diseño de las alternativas para la prevención, control y remediación de problemas de flujo.** En la etapa inicial del proyecto (de facilidades tempranas) cuando se han diseñado las troncales de recolección del crudo del campo para los nuevos pozos y luego que se ha caracterizado el crudo y las condiciones para su flujo, se aplican los sistemas preventivos y de control para los problemas que se presentarán. Se debe tener un plan inicial para el control de estos problemas y a

medida que se desarrolla la etapa inicial del proyecto, se debe ir diseñando un manual de campo dentro del cual se debe proporcionar un plan de prevención y control, y uno de contingencia ante las eventualidades no planeadas. La correcta aplicación de los sistemas y el constante monitoreo proporcionará el conocimiento para el plan de manejo y control de las facilidades.

### 2.2.3. Consideraciones para las líneas de flujo

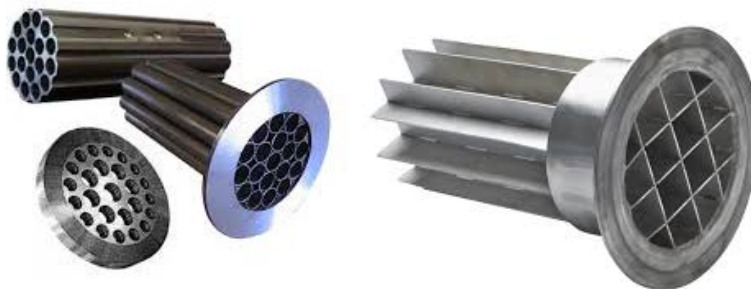
- Restricciones de flujo

En los sistemas de ductos y tuberías nos encontramos con obstáculos que varían las condiciones de flujo, estos pueden ser codos, curvas, válvulas, medidores, ampliaciones, entre otros, que generan cambios en la presión y en el patrón de flujo. Estos puntos de restricciones son de especial cuidado para vigilar el comportamiento de flujo.

- Acondicionadores de flujo

Por medio de sistemas de aletas, rejillas, tubos, u otro, se modifica el flujo procurando homogenizar el mismo lo más posible para llevarlo a un patrón deseado, generalmente se usan estos acondicionadores antes de un medidor multifásico.

**Figura 11. Acondicionadores de flujo.**

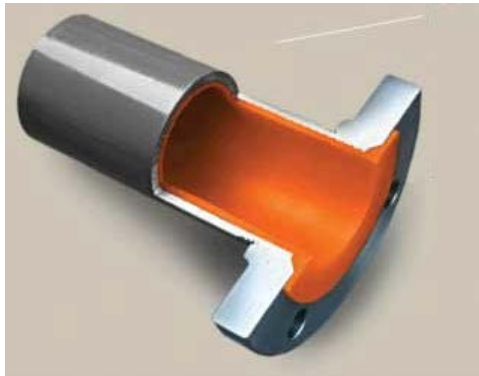


Fuente: OGH. [en línea] [citado 16 de marzo de 2016] Disponible en: [www.oilandgasmeasurement.com](http://www.oilandgasmeasurement.com)

- Recubrimientos

Para evitar la corrosión, el desgaste por abrasión, o el desgaste por reacción de agentes químicos de los materiales de las tuberías, estos se recubren (o se solicita el material recubierto) con una superficie o película de otro material con mayor resistencia al ambiente que será sometido, garantizando una durabilidad mayor. Existen recubrimientos realizados por diversas técnicas como el cromado, galvanizado, electroplateado, niquelado, pinturas, entre muchos otros.

**Figura 12. Recubrimientos.**



Fuente: petroquimex.com

- Aislamientos

Para la conservación de la temperatura se consideran las relaciones costo beneficio en la implementación de recubrimientos aislantes térmicos, buscando un balance económico favorable para el proyecto. De ser viable, se debe entregar en el estudio financiero del proyecto el CAPEX y OPEX respecto a esta implementación.

La conservación de la temperatura puede significar un ahorro enorme al reemplazar el diluyente, pero no deja de ser un sistema frágil y lleno de riesgos por los problemas de mantenimiento y monitoreo de temperaturas.

- Selección de bombas

Para seleccionar el número y los tipos de bombas adecuadamente se deben estudiar los esquemas finales, equipos implementados y principalmente a las propiedades del fluido, como lo son los estudios de reología y viscosidades, problemas de precipitados, cantidad de gas y sólidos en suspensión, temperatura de operación, costo relativo.

- Selección de medidores

Los medidores de flujo están disponibles para la medición de gases, líquidos o mezclas de estas fases. Con el fin de obtener una buena exactitud durante la medición de los fluidos, se requiere aplicar una serie de criterios que permitan seleccionar de manera adecuada el medidor más apropiado para determinada operación. Entre los criterios a tener en cuenta, están: Tipo de fluidos, volumen a manejar, propósito de la medición, exactitud requerida, instalación, mantenimiento, costo relativo, entre otros.

- Selección de válvulas

La selección de válvulas es muy similar a la selección de bombas, y medidores y dependerá de los puntos de control e instalación de equipos; divisiones, cambios, repartición, reunión, y control de flujos; teniendo en cuenta el tipo de control, el tipo de fluido, costos y mantenimiento, con el propósito de crear una obturación total, parcial, nula, regulada, o regulada controlada.

- Patrones de flujos deseados

Los patrones deseados de flujo (en especial el relacionado a este proyecto) se deben tener en cuenta previamente al momento del diseño de las facilidades, de las troncales de recolección y como objeto de operación, es decir, se debe monitorear su estado y controlar las condiciones que lleven al flujo deseado. Las variables que se deben observar son generalmente: presiones, temperaturas, caudales, relaciones gas/líquido, aceite/agua; entre otras.

## 2.3. ESQUEMAS PARA TRATAMIENTOS DE CRUDOS ESPUMOSOS

El diseño de cada etapa de proceso de todo el tratamiento del crudo se debe diseñar de manera secuencial. Teniendo el crudo con un flujo asegurado en el manifold y el conocimiento de su caracterización, se procede a determinar los equipos y procesos necesarios para tratarlo y llevarlo a los requerimientos de entrega. Este proyecto propone un esquema general para varios casos de flujo de crudo dentro del rango de estudio, que se selecciona por medio de las variables determinadas del crudo y valiéndose de un diagrama de flujo desarrollado para este fin.

Sin pretender estandarizar el diseño de las facilidades de superficie para estos crudos, se brinda una recomendación para la adecuada implementación de equipos y procesos. Entonces, distinguiendo las características de flujo del fluido y ambientales, seleccionamos la opción recomendada por este diagrama, consiguiendo una solución bastante aproximada para el tratamiento del crudo especificado, y adicionando recomendaciones ante ciertos problemas operacionales.

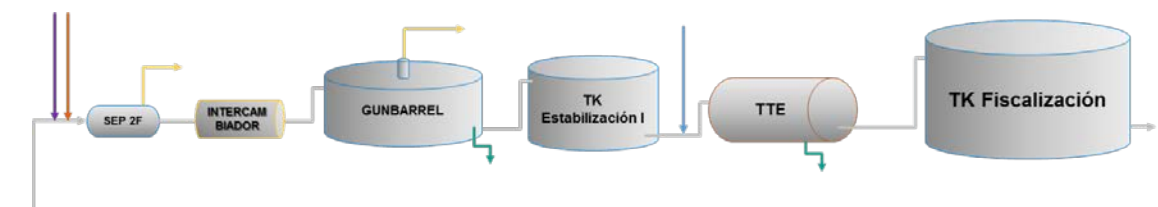
Los cuatro esquemas presentados a continuación son los principales, de los cuales se derivan 28 más según las características del crudo, estos luego se presentan en diagramas de bloques y son apropiados para crudos “pesados o extrapesados” espumosos y severamente espumosos.

**2.3.1. Esquemas de tratamiento.** Los esquemas de tratamiento, serán derivados de estos 4 modelos generales mostrados desde la figura 13 a la 16, según las especificaciones de fluido lo requieran; Estos se presentan en diagrama de bloques en el anexo A-1; los mismos obvian la parte de tratamiento de gas y agua ya que para efectos de configuración ambas secciones no sufren cambios y son como los mostrados en los *diagramas de flujo de procesos*, (P.F.D) en el anexo A-

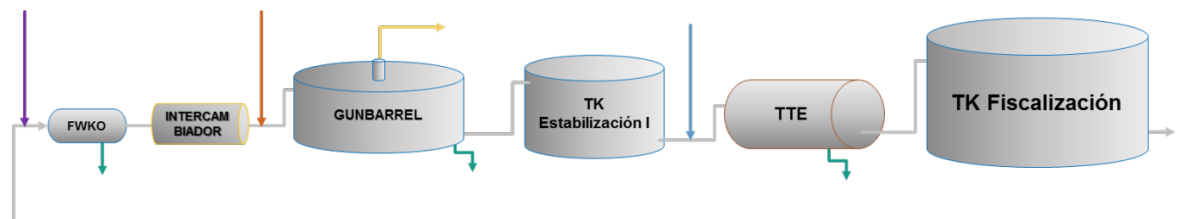
2. Los equipos mostrados son asociados a los procesos y a su filosofía de diseño para el caso de los crudos espumosos.

Las líneas moradas indican inyección de químicos, las naranjas inyección de diluyente, y las azules inyección de agua; el intercambiador podría ser remplazado por calentador para mejorar el proceso, pero es preferible aprovechar el calor de las corrientes de salida del *tratador termo electrostático*, en especial la del crudo que se debe transferir a una temperatura deseada.

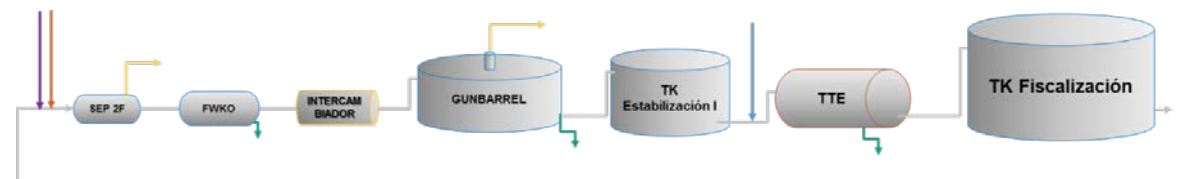
**Figura 13. Esquema generalizado de tratamiento de crudos viscosos espumosos con separador bifásico.**



**Figura 14. Esquema generalizado de tratamiento de crudos viscosos espumosos con eliminador de agua libre**



**Figura 15. Esquema generalizado de tratamiento de crudos viscosos espumosos con separador bifásico y eliminador de agua libre.**



**Figura 16. Esquema generalizado de tratamiento de crudos viscosos espumosos con separador trifásico y eliminador de agua libre.**

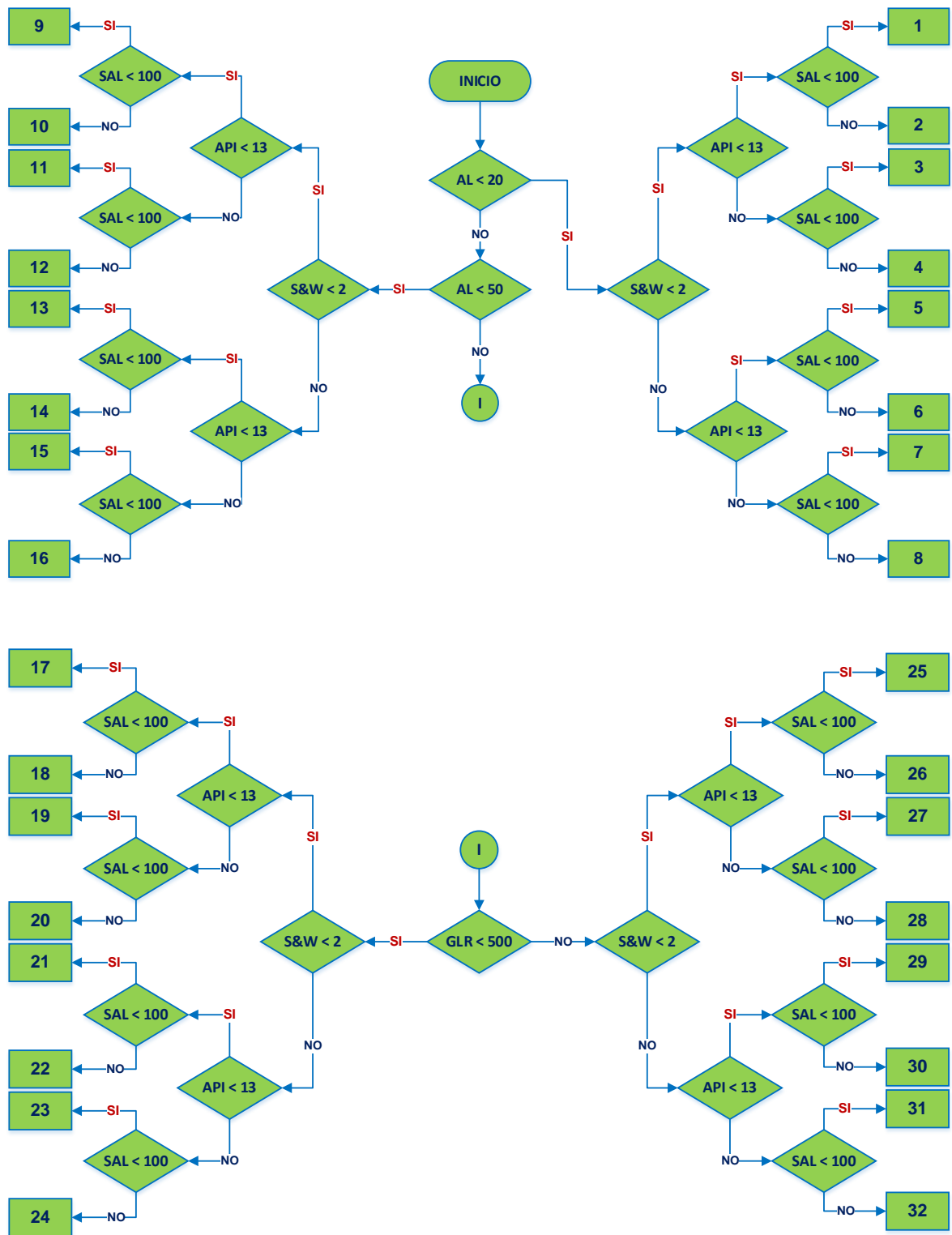


**2.3.2. Flujograma 1 “Diagrama de selección de esquemas”.** Con la información del crudo a tratar, y mediante el *flujograma 1* (de la figura 17) se debe realizar la evaluación de los parámetros de selección en el respectivo orden de flujo, los cuales están en las siguientes unidades: Agua Libre en %; RGL en SCF/STB; S&W en %; Densidad en °API; Salinidad en PTB; llevando el orden se determina el esquema adecuado de aplicación.

Luego de aplicar la selección, se obtendrá un número al final de cada de cada proceso de evaluación de parámetros, el cual definirá, el esquema de procesos más adecuado para el caso. Estos esquemas se pueden verificar con el número obtenido en el anexo 1, “**A – 1**”.

Cabe aclarar que esto no es un método estandarizado ni pretende serlo, pero si es una guía recomendada para aplicar los procesos y equipos necesarios para un caso que se encuentre en el rango estudiado en este proyecto, es decir crudos móviles con °API menor a 20, y formación de espumas.

Figura 17. Flujoograma 1 “Diagrama de selección de esquemas”.



## 2.4. MÉTODOS QUÍMICOS PARA EL CONTROL DE ESPUMAS

La formación de espumas en crudos se da como consecuencia del atrapamiento del gas en la superficie del líquido debido a la viscosidad del mismo. La estabilidad de las burbujas de gas (espumas) es función de la presión, temperatura y propiedades físico-químicas de la interfaz gas-líquido (viscosidad, fuerzas de cohesión, tensión interfacial, etc), es decir, depende de la naturaleza del aceite y además de la naturaleza y concentración del agente tensoactivo.<sup>28</sup>.

La formación o presencia de espumas, pueden ser controladas a través de métodos mecánicos (como optimización del diseño de los separadores) y/o mediante métodos químicos, que implican la adición de estos agentes. Estos productos, generalmente, son inyectados aguas arriba de la ubicación donde se produce o hay tendencia a la formación de espumas *que generaría un problema operacional*. Los productos químicos que se adicionan con el objetivo de controlar la espuma, pueden ser de dos tipos:

- Antiespumantes: Previene o retarda el desarrollo de la espuma.
- Desespumantes: reducen dispersan y eliminan la espuma existente.<sup>29</sup>

En la industria petrolera, estos términos se suelen usar indistintamente, puesto que algunos antiespumantes generalmente pueden cumplir también la función de desespumantes. La característica más general tanto de los antiespumantes como de los desespumantes, es que deben ser activos en la superficie, pero insolubles en agua.

---

<sup>28</sup> Espuma en procesos de gas-aceite: Generación, soluciones y calidad. Artículo técnico, Memoria Petrolera, Colegio de Ingenieros de Petróleos de México. Enero 2016.

<sup>29</sup> GRUTTERS, Mark (Shell Iraq Petroleum Development); PANDYA, Sunil (Shell Iraq Petroleum Development); TURNER, Ian. A Novel Anti-Foam Chemical Application As Contributor To The Successful Start-Up Of The Majnoon Oilfield. Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, 10-13 November. 2014

Existen dos clases principales de antiespumantes y desespumantes usados comúnmente en la industria:

- Siliconas y Fluorosiliconas.
- Poliglicoles.

Sin embargo, el criterio de selección de uno u otro tipo antiespumante dependerá de las características del sistema, de la naturaleza y cantidad de espuma a tratar. Para el uso de productos químicos con el objetivo de control de espumas, es necesario tener en cuenta algunos aspectos como<sup>30</sup>:

- Añadirlo de manera que se consiga una buena dispersión. Puesto que un producto que sea efectivo aplicándolo en cierta cantidad, podría requerir mucho más de su dosis de aplicación óptima si no se dispersa en forma adecuada.
- Si existe alta probabilidad de formación de espumas, debe ser agregado de manera continua.

La dosis óptima dependerá de factores como: estabilidad de la espuma, severidad del problema, agentes estabilizadores presentes.

**2.4.1. Antiespumantes.** Son productos químicos que se añaden aguas arriba, en las facilidades de superficie antes que la espuma se haya formado, con el objetivo de inhibir la formación de la misma. Estos aditivos, se suelen aplicar en dosificaciones tan altas como 100 ppm en los separadores de gas-aceite; sin

---

<sup>30</sup> RODRIGUEZ, Maria Eugenia. Optimización del sistema de tratamiento químico a pozos productores, para la desgasificación del crudo en los separadores y plataforma de cabezales de pozos whp ubicados en el campo corocoro. PDVSA petrosucre. Universidad de Oriente, Puerto La Cruz. Noviembre 2009.

embargo, se debe seleccionar una dosis óptima puesto que una dosis excesiva puede contaminar la corriente de hidrocarburos<sup>31</sup>.

Su prueba de laboratorio se lleva a cabo mediante la adición de químico al líquido, posteriormente se inyecta gas en el seno del líquido y se tabula el tiempo que tarda en formarse cierta cantidad de espuma.

Los antiespumantes más usados son aquellos a base de siliconas, entre ellos el Polidimetil-siloxano. No obstante, el uso excesivo de productos antiespumantes a base de silicón trae como consecuencia, debido a la alta cantidad de silicio, la pérdida de calidad y depreciación del crudo de exportación, puesto que las refinерías pueden tolerar valores de este de hasta 3 ppm (en algunos casos de 5-10 ppm, máximo) porque puede causar problemas de “envenenamiento” en los catalizadores y reducir su vida útil, paros no programados y riesgos en la seguridad.<sup>32</sup>

Con el objetivo de alcanzar su máxima efectividad, se deben evaluar ciertas características indispensables en un antiespumante: Su tensión superficial debe ser inferior a la del medio espumante y baja tensión interfacial, debe ser insoluble en el crudo, tener facilidad de dispersión y ser inerte; este conjunto de características facilitarán a la química del antiespumante, para propagarse efectivamente en la película de aceite.

**2.4.2. Desespumantes.** Son productos químicos que se adicionan posterior a la formación de la espuma con el objetivo de destruirla. Comercialmente hay una gran variedad de agentes desespumantes disponibles, entre ellos se encuentran los ésteres de fosfato, jabones metálicos de ácidos grasos y compuestos

---

<sup>31</sup> Espuma en procesos de gas-aceite: Generación, soluciones y calidad. Artículo técnico, Memoria Petrolera, Colegio de Ingenieros de Petróleos de México. Enero 2016.

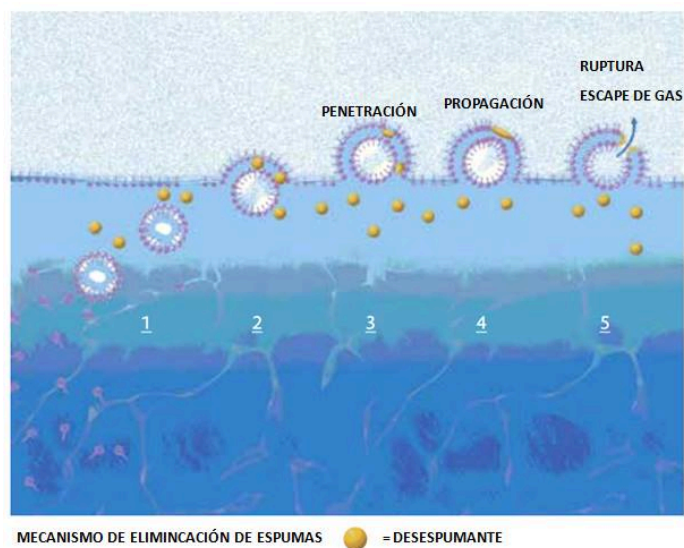
<sup>32</sup> VILLEGAS, José Gabriel. Espuma en procesos de gas-aceite: Generación, soluciones y calidad. Artículo técnico, Memoria Petrolera. Colegio de Ingenieros de Petróleos de México. Enero 2016.

orgánicos de silicona. Estos últimos son los más idóneos para el uso en el petróleo crudo como agentes de eliminación de espuma por las siguientes razones<sup>33</sup>:

- Son eficaces a concentraciones de sólo unas pocas partes por millón.
- Son químicamente inerte y no contaminan el aceite.
- En un amplio intervalo de temperaturas, experimentan cambios mínimos en sus propiedades.

Los agentes desespumantes deberán romper la espuma ya formada mediante la alteración de la tensión superficial de la película de aceite que rodea las burbujas de gas; el desespumante debilita la superficie de la película permitiendo la liberación del gas atrapado en ella.<sup>34</sup> El método más común de aplicación es por aspersión sobre la espuma. También se inyecta aguas arribas del punto problema, pero sería más efectivo un antiespumante.

**Figura 18. Acción desespumante.**



**FUENTE:** Folleto publicitario Antiespumantes/Desespumantes. TEGO® Antifoam. Disponible en: [www.textile-auxiliaries.com/product/textile-auxiliaries/Documents/brochure-antifoams-defoamers-ES.pdf](http://www.textile-auxiliaries.com/product/textile-auxiliaries/Documents/brochure-antifoams-defoamers-ES.pdf)

<sup>33</sup> FALLIN, Steve; SHARP, Shelby; WOLFE, Jim. Defoaming agents for increased oil production rates of foamy crudes-laboratory screening test and field results. SPE 2841. Febrero 1971.

<sup>34</sup> IBID.

La prueba de laboratorio de un desespumante consiste en la generación de espuma en un cilindro, haciendo pasar gas y burbujeando el seno del líquido, posteriormente se adiciona el antiespumante/despumante y se mide el tiempo que tarda en romper la espuma por completo. Se reportan los datos de “tasa de formación”, “tasa de rompimiento”, y “altura de la espuma” entre otros.

## **2.5. PRUEBAS DE LABORATORIO PARA EVALUAR LA TENDENCIA DEL CRUDO A FORMAR ESPUMAS<sup>35</sup>**

Ya es de conocimiento que existen diversos factores que actúan sobre el crudo estabilizando las espumas, entre estos: el peso molecular, los surfactantes naturales y los componentes del petróleo como resinas y asfáltenos. Estos últimos se absorben en las burbujas de gas cuando la presión cae por debajo de la presión de burbuja, formando un revestimiento que estabiliza la espuma; puesto que actúan como agentes de “superficie activa” y reducen la tensión superficial del líquido.

La tendencia del crudo a formar espumas, se determina mediante experimentos de burbujeo en un ambiente controlado teniendo en cuenta las propiedades físicas del mismo y la concentración de surfactantes. Una de estas pruebas de laboratorio se lleva a cabo mediante un ensayo de espuma dinámica modificada, usando un equipo como el mostrado en la figura 19.

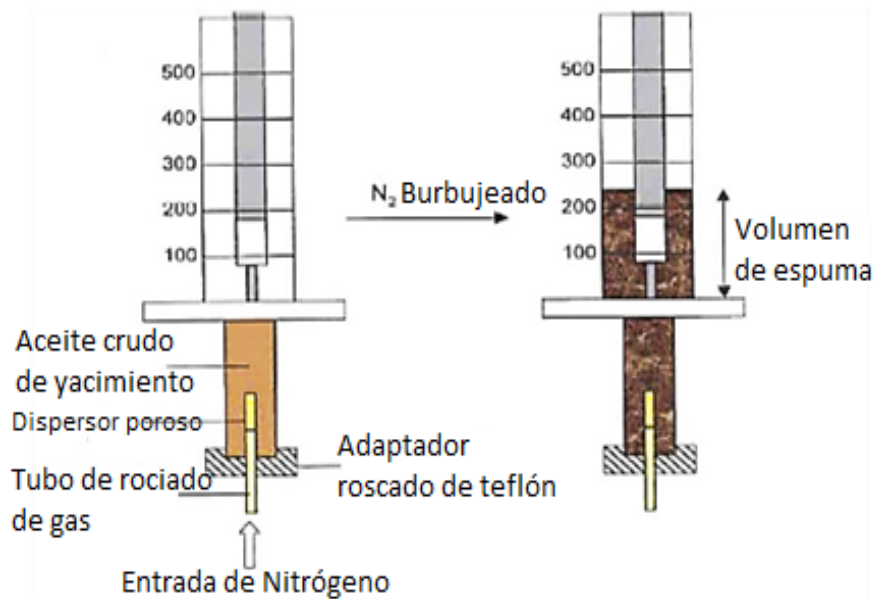
La prueba consta de un cilindro de vidrio de 500 ml conectado, en su parte inferior, a una extensión de vidrio roscado que contiene 46 ml de crudo del yacimiento. Un tubo dispersor de gas de porosidad media se inserta a través de la parte inferior de la extensión y se sostiene con un adaptador roscado de teflón. La parte superior del tubo dispersor de gas (distribuidor) está situado 44 mm por encima del

---

<sup>35</sup> GRUTTERS, Mark; PANDYA. A Novel Anti-Foam Chemical Application As... Op. Cit p. 4 - 6.

fondo de la extensión (depósito del crudo). Como gas de burbujeo se utiliza el nitrógeno. Se establece una tasa de gas determinada y se llena el depósito de crudo hasta la marca 0 del cilindro de vidrio. La toma de datos inicia cuando el gas es dirigido al tubo, el volumen de la espuma se mide en la interfase aire-espuma, se realiza de manera visual a intervalos de 15 segundos para el primer minuto de burbujeo, 30 segundos durante los siguientes 4 minutos y luego cada minuto durante los últimos tres minutos. Al culminar los 8 minutos, se termina inmediatamente el flujo de gas.

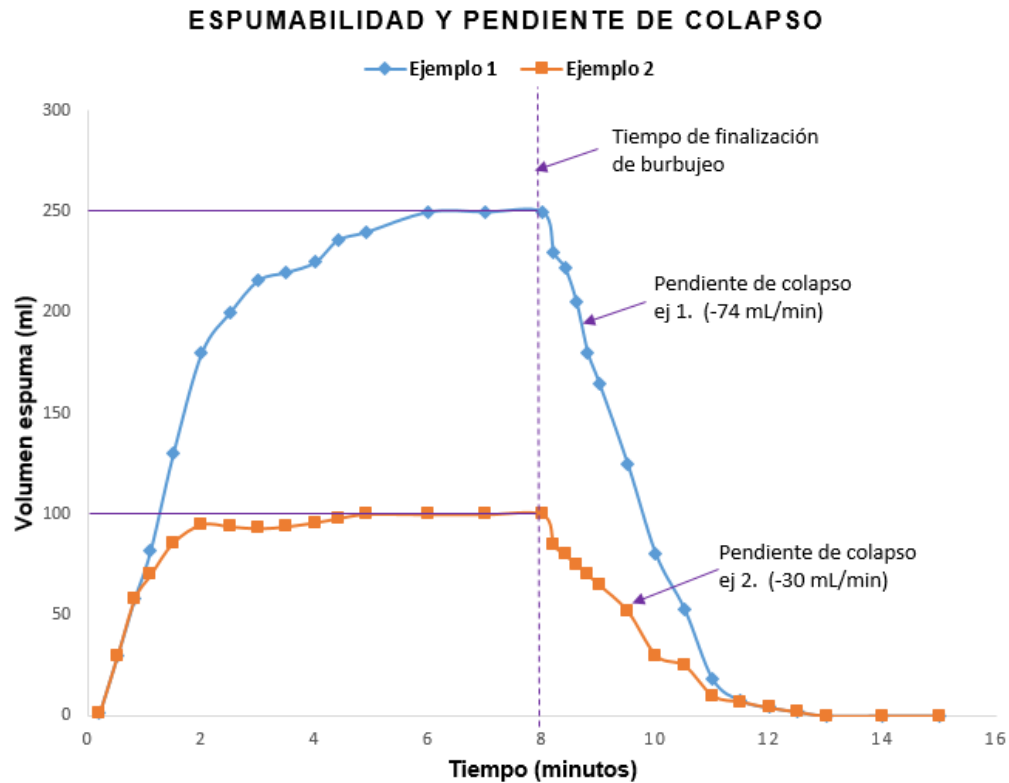
**Figura 19. Equipo de prueba dinámica de espumas.**



Fuente: Novel Anti-Foam Chemical Application As Contributor To The Successful Start-Up Of The Majnoon Oilfield. SPE 171952

El volumen de espuma y la pendiente de colapso se determinan a partir del experimento a través del registro del volumen de espuma [ml] vs tiempo [minutos] durante y después del burbujeo con gas. Un ejemplo de la gráfica que se obtiene a partir de este experimento es la siguiente (figura 20):

**Figura 20. Ejemplo de espumabilidad y pendiente de colapso de crudos espumosos**



Fuente: A Novel Anti-Foam Chemical Application As Contributor To The Successful Start-Up Of The Majnoon Oilfield

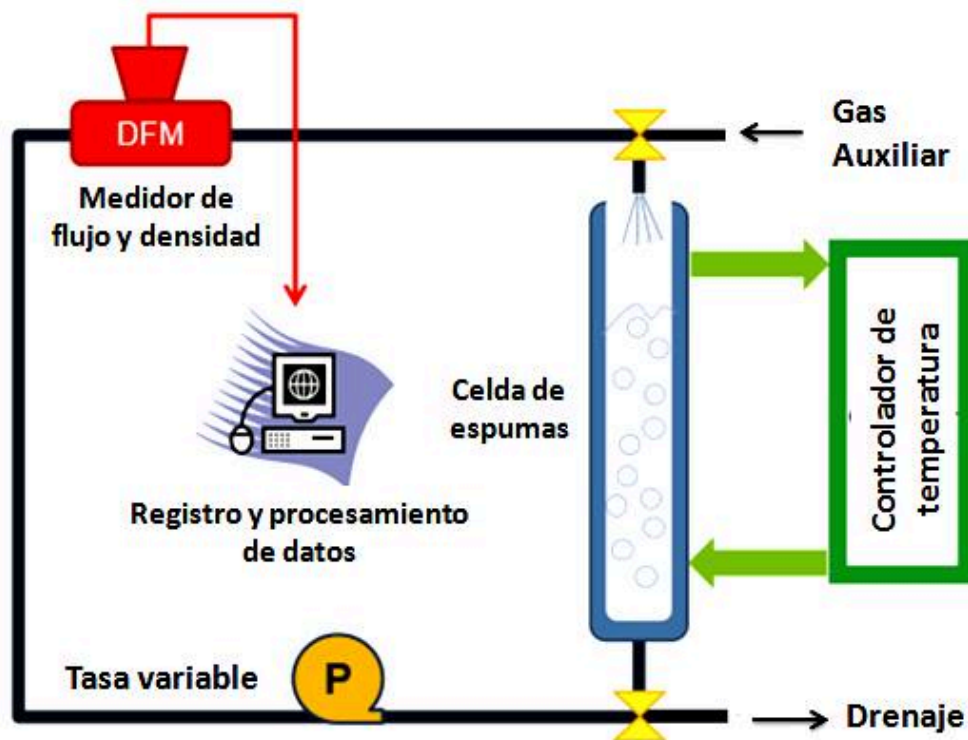
## 2.6. PRUEBAS DE LABORATORIO PARA LA SELECCIÓN DEL TIPO DE ANTIESPUMANTE / DESESPUMANTE<sup>36</sup>

Con el objetivo de determinar el antiespumante más eficiente y la dosis óptima del mismo, con una relación costo/beneficio favorable, se llevan a cabo una serie de estudios a nivel de laboratorio.

<sup>36</sup> WILSON, Bobby; ROCKER, Jacob. A Versatile Method for Evaluation of Antifoaming and Defoaming Agents in Oilfield Applications as a Tool for Green Product Development. SPE 141744. Marzo de 2011

**2.6.1. FEAT (Foam and Air Entrainment Test).** El equipo está conformado como se ve en la figura 21. Utiliza una temperatura controlada, atmósfera abierta y una cámara de generación de espuma; con la circulación del fluido empieza la medición de la densidad a través del medidor de flujo. Es posible determinar el efecto de espumantes o desespumantes, mediante la inyección de los mismos a en la cámara de espuma.

**Figura 21. Esquema del equipo experimental de una prueba FEAT**

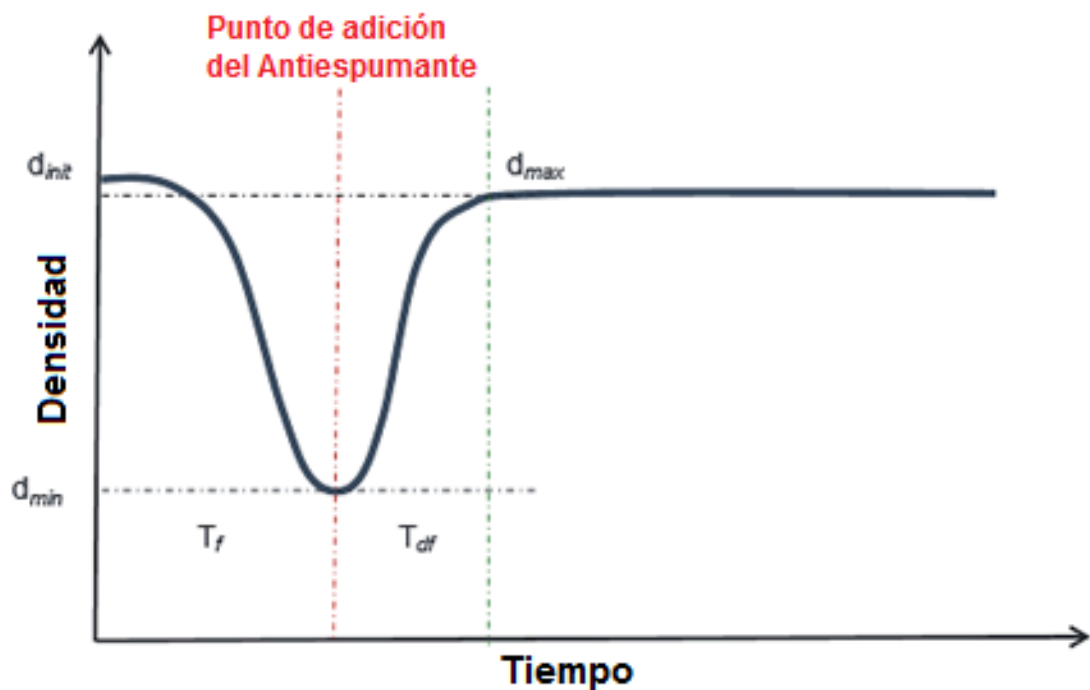


Fuente: WILSON, Jacob. A Versatile Method for Evaluation of Antifoaming and Defoaming Agents in Oilfield Applications as a Tool for Green Product Development. SPE 141744. Bobby ROCKER. Marzo de 2011

La figura 22 representa una curva de *densidad ideal del crudo* en función del tiempo obtenida mediante la técnica FEAT. Esta curva está conformada por distintas áreas; la primera parte de la curva tiene una pendiente hacia abajo ( $d_{ini}$  a

$d_{min}$ ) que indica la rapidez con la que el medio de la prueba arrastra el aire y las espumas. Posteriormente se inyecta un desespumante a una determinada densidad y tiempo donde la  $d_{min}$  indica el tiempo en el cual el desespumante ha empezado a afectar el medio. La pendiente hacia arriba ( $d_{min}$  a  $d_{max}$ ) representa la rapidez con la que actúa el desespumante en el medio para eliminar la espuma. El  $d_{max}$  indica la eficacia máxima del desespumante.

**Figura 22. Gráfica de una prueba FEAT de Espumamiento y Desespumamiento.**



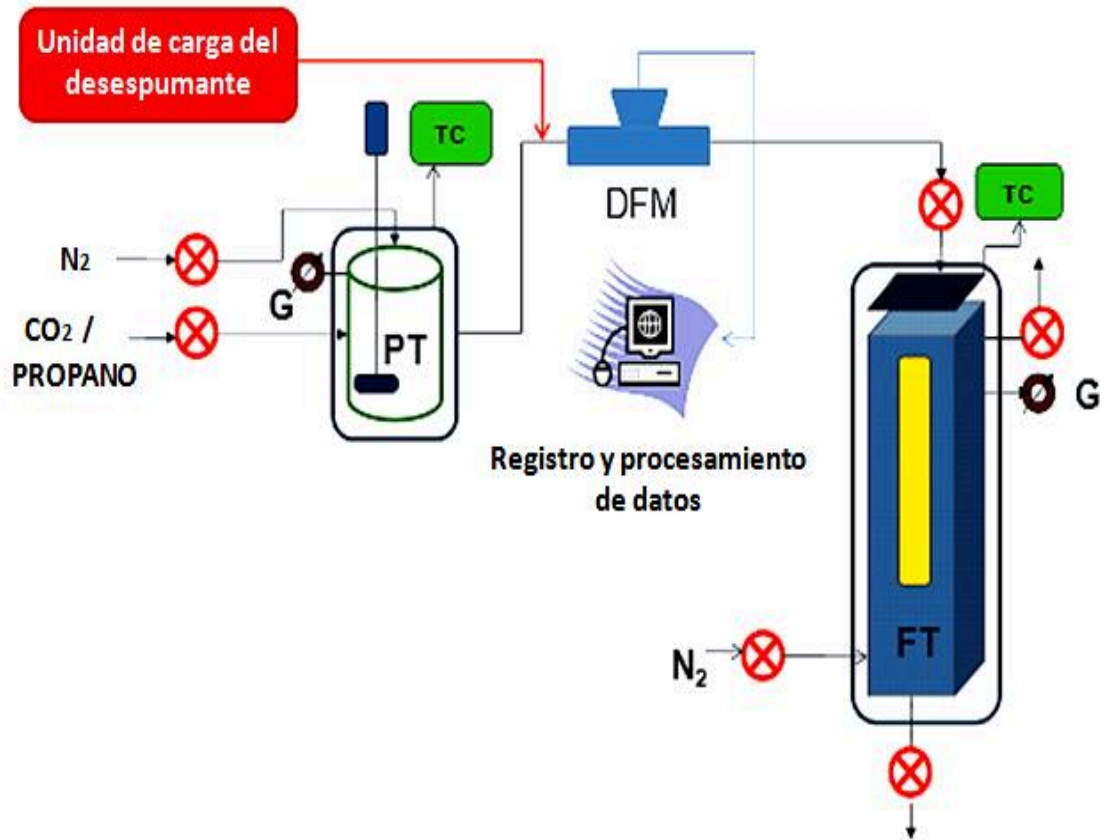
FUENTE: A Versatile Method for Evaluation of Antifoaming and Defoaming Agents in Oilfield Applications as a Tool for Green Product Development. SPE 141744. Bobby WILSON, Jacob ROCKER. Marzo de 2011

**2.6.2. FEAT II.** Esta prueba de laboratorio consta de un equipo conformado por un tanque a presión de agitación, un medidor de flujo másico, unidad de carga del desespumante y un tanque de recepción de espuma que cuenta con una celda de

visualización que permite inspeccionar la altura de la espuma. El primer paso es saturar el crudo con gas (Nitrógeno, dióxido de carbono o propano) en el tanque a presión que opera a unas condiciones aproximadas de 225 °C y 3000 Psi y se agita continuamente, el crudo de prueba se mantiene en este tanque durante aproximadamente 4 horas con el fin de asegurar la completa saturación del crudo con gas y obtener datos representativos y reproducibles. Posteriormente el crudo viaja al tanque de espuma, con condiciones de T y P inferiores a las elegidas, pasando por el medidor de flujo donde es medida su densidad y velocidad de flujo. Los aditivos antiespumantes o desespumantes pueden ser añadidos al líquido al entrar en el tanque de espuma. Así, el rendimiento de las diferentes formulaciones de antiespumantes puede ser comparado y evaluado teniendo en cuenta la densidad del fluido, espumabilidad y el tiempo de colapso de la espuma a condiciones similares a las de producción y separación de los fluidos en las instalaciones de campo.

Cuando se quiere evaluar la efectividad de diferentes antiespumantes y la dosis de los mismos, se hace necesario repetir el procedimiento inicial llevado a cabo, pero cambiando el antiespumante o desespumante utilizado; para ello se debe limpiar cuidadosamente el equipo luego de cada prueba, este se lava a fondo con un disolvente aromático, como el benceno, seguido de cetona y por último se seca con gas nitrógeno; esto con el fin de eliminar por completo el antiespumante usado anteriormente para evitar que se vean afectados los resultados de la prueba posterior. A través de los estudios y análisis de las pruebas de laboratorios realizadas, es posible ahorrar tiempo y dinero que generalmente se debe gastar para encontrar el agente más eficaz y su concentración o dosis óptima para romper la espuma de determinado crudo. No obstante, también son necesarias las pruebas de campo puesto que las condiciones reales no pueden ser duplicadas en el laboratorio.

Figura 23. Representación esquemática de una unidad FEAT II



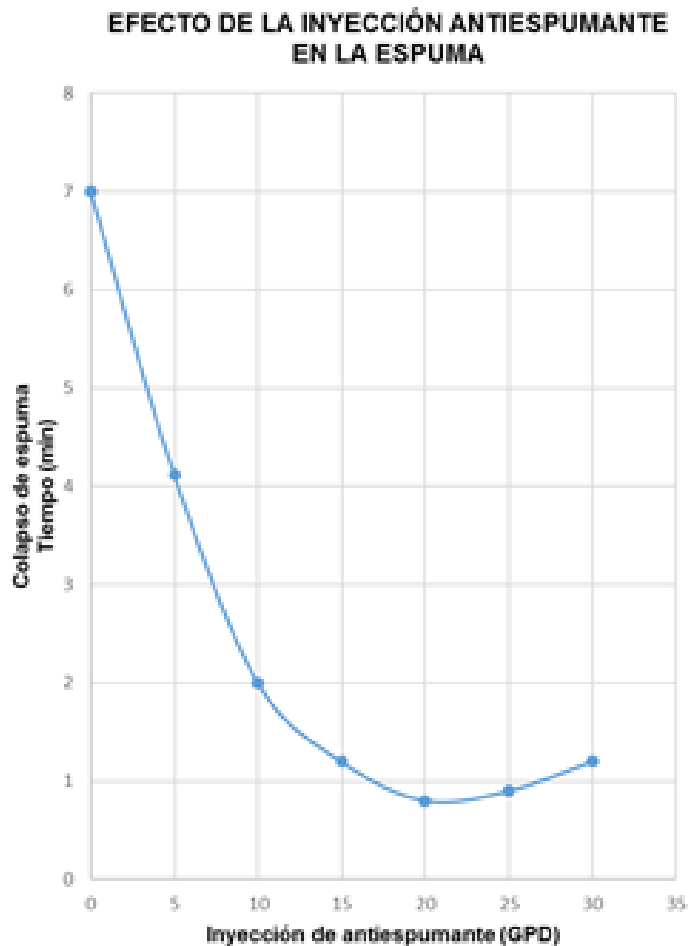
**Fuente:** A Versatile Method for Evaluation of Antifoaming and Defoaming Agents in Oilfield Applications as a Tool for Green Product Development. SPE 141744. Bobby Wilson, Jacob Rocker. Marzo de 2011

Se debe tener en cuenta, que mediante la aplicación de una prueba FEAT es posible determinar la tendencia del crudo a formar espumas y de igual manera la efectividad del antiespumante, mediante la gráfica de densidad en función del tiempo. Mientras que mediante la prueba FEAT II, es posible simular altas temperaturas y presiones, es decir condiciones desde yacimiento hasta los equipos de tratamiento.

Con los resultados obtenidos de estas pruebas de laboratorio es posible observar de manera gráfica el comportamiento de la espuma, la espumabilidad o altura de

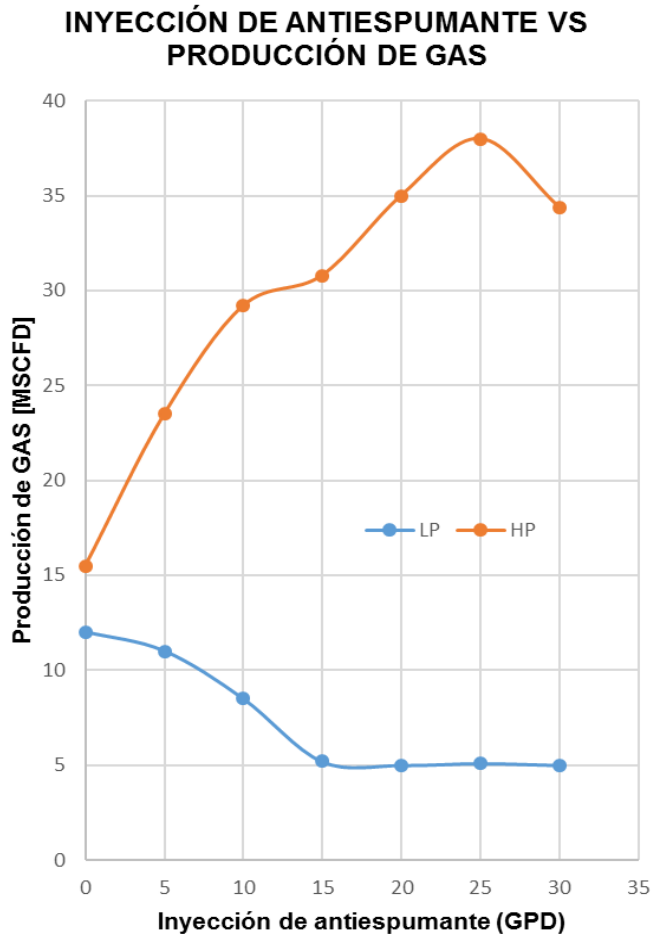
la espuma en función del tiempo o de la concentración del antiespumante, entre otras. Algunas de las gráficas que se pueden obtener de estos procedimientos se muestran a continuación. Es importante saber que este comportamiento puede variar dependiendo de las propiedades del fluido en estudio y del tipo y concentración del antiespumante agregado.

**Figura 24. Efecto de la inyección de antiespumantes en la espuma.**



Fuente: A study of foaming and carry-over problems in oil and gas separators. Gas Sep. Purif. Vol 9. No. 2, pp 81-86. 1995. Elsevier Science. Habib I Shaban.

**Figura 25. Efecto de la inyección de antiespumantes en la producción de gas.**

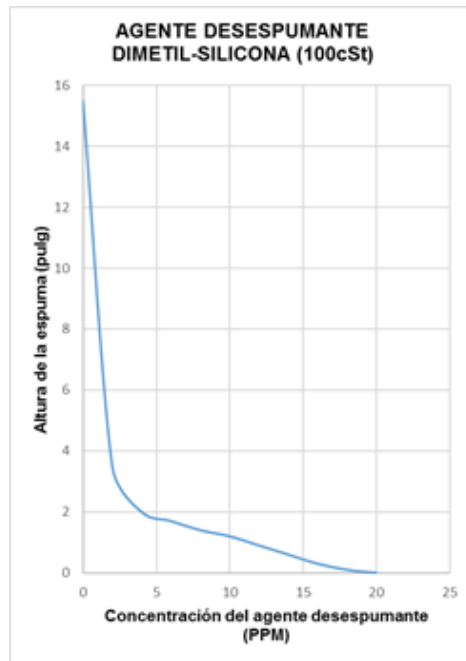


De acuerdo a un estudio realizado para determinar la mejora en el rendimiento de separadores luego de llevar a cabo un control químico de espumas, se representa de manera gráfica el comportamiento de diferentes variables con respecto a la inyección de químicos, y de acuerdo a la interpretación de los resultados se hace notorio que aunque existen diferentes dispositivos mecánicos para el control de espumas, es necesario tener en cuenta la aplicación de desespumantes o antiespumantes, puesto que el uso de los mismos mejora de manera significativa la eficiencia y/o rendimiento en el proceso de separación.

En la gráfica de la figura 24, representa el efecto de la inyección de antiespumante en el tiempo de colapso de la espuma. Se observa, para tasas bajas de antiespumante un comportamiento lineal con respecto al colapso de la espuma; mientras que para tasas más altas el comportamiento es parabólico, tendiendo a nivelarse a elevadas tasas de inyección; del mismo modo, la disminución de la altura de la espuma o el colapso de la misma tiende a ser prácticamente nula para concentraciones altas del antiespumante. Es decir, se hace necesario considerar una dosis y tasa óptima de inyección del antiespumante puesto que, por encima de éstas se añade un alto costo sin conseguir un efecto considerable en el control de las espumas, (generalmente esta dosis es una cantidad fija en ppm por barril de crudo, pero se puede reportar un rango de tolerancia). Esto se observa también en las figuras 26 y 27. Altura de la espuma en función de la Concentración del agente desespumante, donde la altura disminuye con un aumento de concentración de la sustancia química, logrando una disminución significativa a una concentración de 3 ppm y consiguiendo la eliminación de la misma a 20 ppm, pudiendo considerar esta como una dosis óptima y que por encima de esta se añade costo sin lograr ningún efecto.

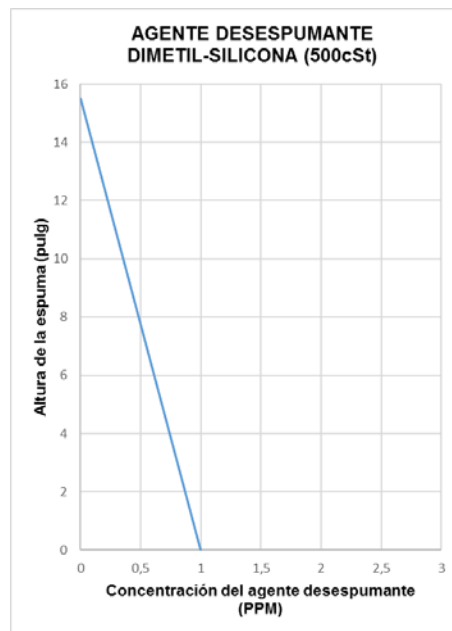
Es importante tener en cuenta que no todos los antiespumantes/despumantes se comportan de la misma manera, es decir, formulados en dosis excesivas, no solo representan gastos innecesarios, sino que muestran un retroceso en su papel y en lugar de simplemente ser ineficaces a concentraciones más altas, empiezan a actuar como agentes espumantes agravando el problema.

**Figura 26. Efecto de la concentración en la altura de la espuma. visc 100 cSt**



Fuente: Defoaming Agents for Increased Oil Production Rates of Foamy Crudes– Laboratory Screening Tests and Field Results. SPE 2841. Steve Fallin, Shelby P. Sharp.

**Figura 27. Efecto de la concentración en la altura de la espuma. visc 500 cSt**



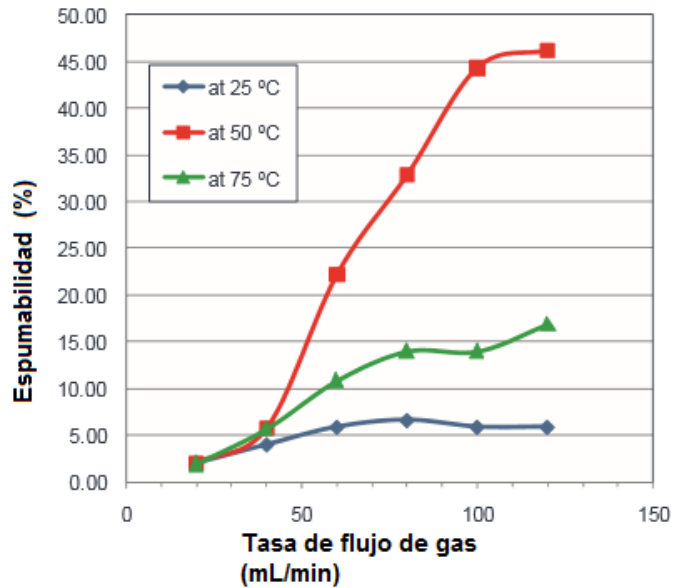
Fuente: Defoaming Agents for Increased Oil Production Rates of Foamy Crudes– Laboratory Screening Tests and Field Results. SPE 2841. Steve Fallin, Shelby P. Sharp.

En la figura 25 se visualiza el efecto de la inyección de antiespumantes en la producción de gas; en el separador de primera etapa se observa un aumento en la liberación de gas, mientras que la producción de gas en el separador de segunda etapa disminuye.

Otras gráficas que se puede obtener de los resultados de laboratorio, son las observadas a continuación. De la figura 28 se observa un aumento de la espumabilidad con respecto a la tasa de flujo de gas. Para una temperatura de 25° se alcanza una espumabilidad máxima de 7%; no obstante, a una variación de temperatura a 50% aumenta considerablemente la formación de espuma y esta misma se reduce para una temperatura de 75 °C a un valor aproximado de 15%.

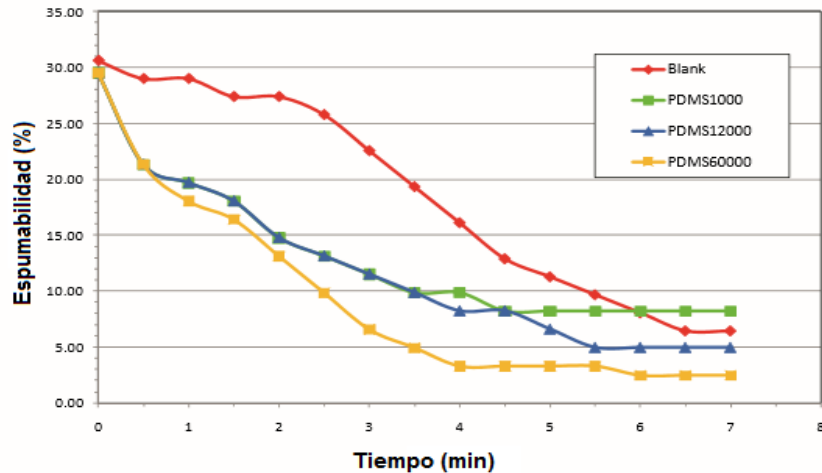
Con diferentes estudios que se han llevado a cabo en campo para evaluar la eficiencia de los antiespumantes; se ha demostrado, en el caso de los polidimetilsiloxanos, que son más eficaces los de viscosidades más altas. Un ejemplo se plasma en la siguiente gráfica, donde se evalúan 3 polidimetilsiloxanos con viscosidades de 1000, 12000 y 60000 cSt; en esta prueba, un crudo no tratado se satura con gas nitrógeno durante 5 horas a 60 Psi, posteriormente se realiza la medición del fluido sin tratamiento químico y luego de haber añadido el antiespumante a 100 ppm. Como era de esperarse, teniendo en cuenta estudios previos, se observa que el antiespumante con una viscosidad de 60000 cSt es el más eficaz con respecto a la eliminación de espumas, logrando disminuirla hasta aproximadamente 2,5%; por su parte el antiespumante de 1000 cSt ofrece un rendimiento pobre, lo que se podría ver reflejado en un arrastre de gas.

**Figura 28. Espumabilidad de un crudo medida con el método de burbujeo a diferentes temperaturas**



**Fuente:** A Versatile Method for Evaluation of Antifoaming and Defoaming Agents in Oilfield Applications as a Tool for Green Product Development. SPE 141744. Bobby Wilson, Jacob Rocker. Marzo de 2011

**Figura 29. Desespumamiento de un crudo saturado con gas nitrógeno usando siliconas.**



**Fuente:** A Versatile Method for Evaluation of Antifoaming and Defoaming Agents in Oilfield Applications as a Tool for Green Product Development. SPE 141744. Bobby Wilson, Jacob Rocker. Marzo de 2011

## **2.7. PROCEDIMIENTO RECOMENDADO PARA LA SELECCIÓN DEL ANTIESPUMANTE/DESESPUMANTE Y SU DOSIS ÓPTIMA<sup>37</sup>.**

Mediante el uso de los equipos mencionados anteriormente, es posible seleccionar el agente desespumante más eficiente. A continuación, se describe un procedimiento recomendable que puede facilitar la correcta selección de la sustancia para control químico de las espumas:

1. Se deben seleccionar los agentes desespumantes a base de silicona o no siliconados, teniendo en cuenta las propiedades del crudo, en concentraciones de 10 ppm para los más eficaces.
2. Si los desespumantes seleccionados anteriormente están disponibles en diferentes viscosidades, se deben seleccionar varias viscosidades a concentraciones entre 1 y 10 ppm.
3. Posteriormente, con los desespumantes más eficaces, se realiza la prueba de campo variando los niveles de concentración con el fin de encontrar la dosis óptima.

A continuación, se propone un procedimiento para darle solución al problema del espumamiento en las facilidades

### **2.7.1. Flujograma para el diseño de la inyección de química antiespumante.**

Para la implementación de un plan de inyección de química antiespumante se deben establecer o conocer las condiciones de operación de los equipos para representar los procesos en el laboratorio, o llevarlo a cabo en las facilidades tempranas. En la sección anterior se mencionan los ensayos a realizar para

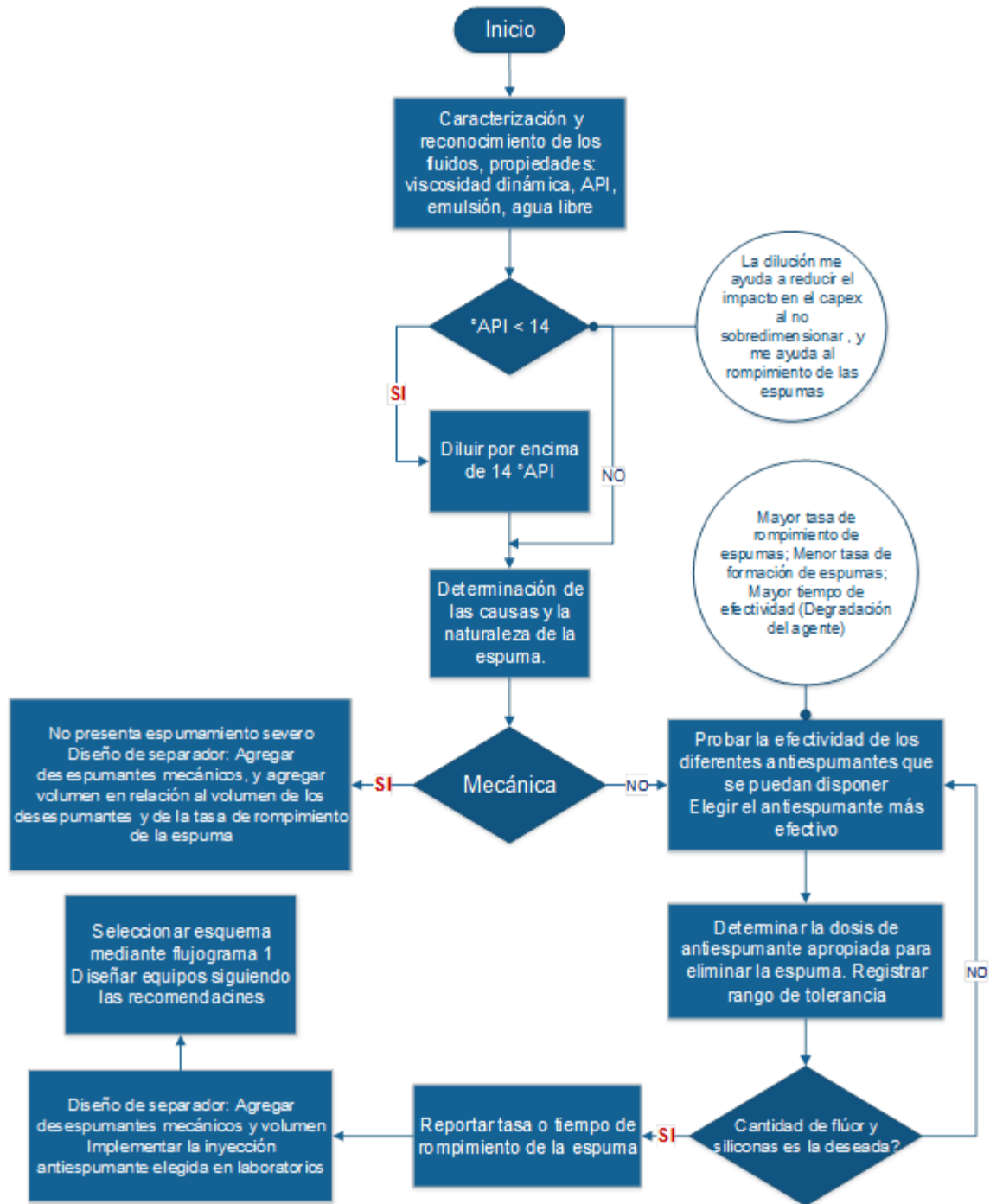
---

<sup>37</sup> FALLIN, Steve; SHARP, Shelby P.. Defoaming Agents for Increased Oil Production Rates of Foamy Crudes– Laboratory Screening Tests and Field Results. SPE 2841.

determinar las proporciones de antiespumantes por barril de crudo, que también se pueden desarrollar como pruebas de campo, pero con mayor dificultad e incertidumbre por no tener control sobre los caudales.

El siguiente es el flujograma 2 (figura 30) que se desarrolla en este proyecto, para conseguir la mejor opción antiespumante y optimizar los procesos de tratamiento del crudo espumoso. La propuesta del flujograma sugiere los pasos a seguir para determinar una solución apropiada al problema de espumas mediante la química antiespumante que resulta ser el mejor método de control.

Figura 30. Flujograma 2



## 2.8. PROCESO DE SEPARACIÓN PRIMARIA DE FASES

El objetivo de esta sección es seleccionar y diseñar los procesos asociados a equipos específicos que lleven a cabo la separación primaria, cuando se tienen crudos espumosos pesados y extrapesados con el fenómeno de *foamy oil*. El flujo de entrada al punto de recolección y tratamiento consiste de un flujo multifásico, que en primera instancia, deben separarse de él la fase gaseosa libre, la fase acuosa libre y los sólidos en suspensión dejando solamente el crudo emulsionado. Es obligación del ingeniero definir y diseñar los procesos de separación primaria que brinden la capacidad y esquema adecuado para el proyecto a corto, mediano y largo plazo (o por lo menos a corto y mediano), seleccionando qué tipo de equipos son los correctos para llevar a cabo dichos procesos.

Luego de tener en el manifold un flujo asegurado y adecuado a las mejores condiciones posibles, (patrón de flujo, temperatura, presión, viscosidad) se observan su RGL y agua libre, y se determina si es necesario un separador de fases trifásico o bifásico a la entrada para separar el gas. En muy raras ocasiones o en ninguna, se instalará un separador vertical para controlar la *decantación* de sólidos, pues prevalecen la separación del gas del seno de líquido para crudos viscosos y el control de formación de espumas; es posible usar este equipo cuando se tiene baja espumabilidad en crudos  $> 18$  °API para el caso de estudio, pero no es recomendable. Para el control de sólidos (arena) se recomienda instalar dispositivos sand jets en el fondo del separador horizontal y/o trampas de arena y *equipos de sedimentación a presión* aguas arriba para solucionar este problema cuando el porcentaje de arena es excesivo. De no ser necesario el separador de entrada debido a la baja o nula presencia de gas (porque será suficiente con la bota de gas del GunBarrel) se observa la cantidad de agua libre necesaria para diseñar un tanque a presión eliminador de agua libre (FWKO); si se presentan baches ocasionales de gas, se debe considerar instalar un separador

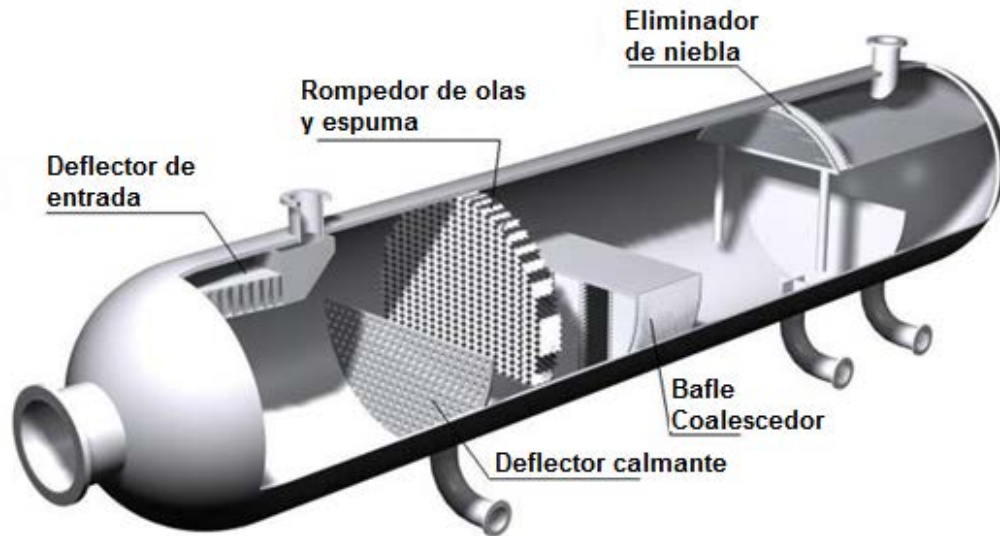
en loop para separar el gas del flujo previo al FWKO y evitar problemas en los procesos aguas abajo.

Luego de haber elegido diseñar un separador y considerando el fenómeno de “Foamy Oil”, dimensionamos el equipo aportando un margen de seguridad por el efecto de las espumas y otro por la viscosidad del crudo desgasificado a la presión de operación, esto se traduce que en el diseño debemos agregar mayor tiempo de retención, lo que representa mayor volumen en el equipo y un mayor CAPEX, como también dispositivos internos para el control mecánico de espumas como se observa en la Figura 31. El tiempo de retención en el separador para un flujo de crudo pesado con *espuma severa* no debe ser menor de 15 min, por lo general alrededor de los 25 minutos, y debió decidirse después de un amplio estudio del comportamiento de espumabilidad del crudo, como lo sugiere el especialista en el tema, Carlos Andrés Díaz Prada, ingeniero en el instituto colombiano del petróleo.

La aplicación de dilución para mejorar el proceso de segregación gravitacional en el gunbarrel, es benéfica si se aplica previamente a la entrada del separador, ya que si disminuimos la viscosidad podríamos diseñar un volumen menor reduciendo el impacto en el CAPEX, o conseguir una mayor eficiencia de estos equipos y mayor control sobre la espumabilidad, sin embargo se debe tener muy en cuenta que pueden surgir problemas en la adquisición del diluyente o en el sistema de suministro que obligarían a trabajar con viscosidades mayores a las planeadas.

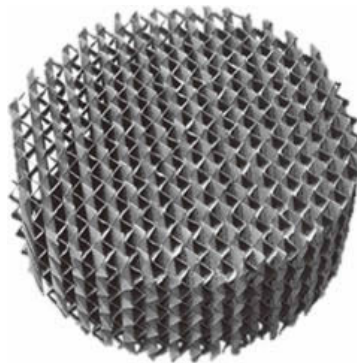
Existen dispositivos internos para el control de la “capa de espuma”, pero para los crudos excesivamente espumosos es necesario implementar baffles rompe espumas que ocupan toda la sección transversal (todo el corte axial), que además también prestan la función de placas coalescedoras y de rompedores de olas. Los dispositivos internos son vulnerables a las depositaciones de orgánicos y deberán ser inspeccionados periódicamente para garantizar su eficiencia y la del equipo.

**Figura 31. Separador trifásico con rompedor de espumas tipo baffle de malla.**



Fuente: SULZER [en línea] [citado 15 de marzo de 2016] Disponible en. [www.sulzer.com](http://www.sulzer.com).

**Figura 32. Baffle de malla rompe espumas.**

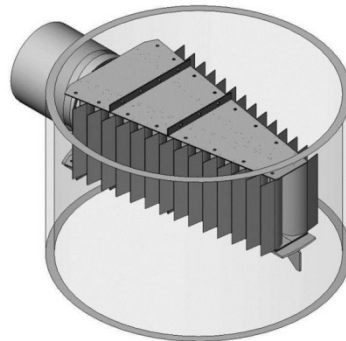


Fuente: SULZER [en línea] [citado 15 de marzo de 2016] Disponible en. [www.sulzer.com](http://www.sulzer.com).



El deflector de entrada representa un elemento especial en el diseño del separador para la separación de crudos viscosos, parecerá contradictorio, pero el deflector que más espume el crudo será el más favorable, ya que permitirá la separación de las burbujas de gas del seno del líquido pero creará una espuma liviana, que siguientemente se debe eliminar con tambores y baffles rompe espumas, o haber debilitado la tensión interfacial que la mantiene formada mediante la inyección de la química antiespumante, los tambores pueden estar cubriendo o no los deflectores de entrada del fluido. Se muestra en la Figura 35 un deflector cubierto.

**Figura 35. Deflector de entrada con tambor rompe espumas.**

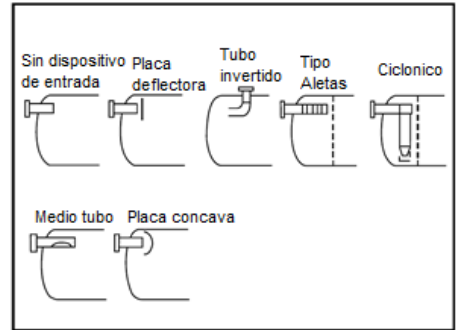


Fuente: [www.sulzer.com](http://www.sulzer.com)

La selección de un deflector de entrada apropiado, ayudará para acelerar el proceso de separación de las fases, los deflectores que causan una mayor separación de golpe en la corriente de entrada, serán los más favorables, y son los que tienen una mayor reducción del “momentum” que es conocido también como “presión dinámica”, esto es la reducción del *impulso de entrada*. Este momentum de entrada es estudiado en los diferentes tipos de deflectores de entrada y está dado en unidades de  $\text{lb/ft-sec}^2$ . En la figura 36 se pueden observar ejemplos de estos momentum para algunos deflectores.

**Figura 36. Momentums de los deflectores de entrada y tipos de deflectores.**

Dispositivos de entrada, límites de $\rho V^2$	
Tipo de dispositivo de entrada	$\rho V^2$ , lb/ft-sec <sup>2</sup>
Sin dispositivo de entrada	700
Placa deflectora	950
Medio tubo	1400
Tipo aletas	5400
Ciclonico	10000



Fuente: Documento: SPE-0813-0021-OGF

**Tabla 6. Guía cualitativa de deflectores de entrada**

Deflectores de entrada					
Función	Sin deflector de entrada	Placa deflectora	Medio tubo	Tipo aletas	Tipo ciclón
Reducción del momentum	Pobre	Mediano	Bueno	Bueno	Bueno
Carga de líquido separado	Pobre	Pobre	Mediano	Bueno	Bueno
Prevención de re-arrastre	Pobre	Pobre	Mediano	Bueno	Mediano
Prevención de ruptura de gotas	Pobre	Pobre	Mediano	Bueno	Bueno
<b>Desespumante</b>	Pobre	Pobre	Pobre	<b>Mediano</b>	<b>Bueno</b>
Caída de presión baja	Bueno	Bueno	Bueno	Bueno	Mediano
Aseguramiento de buena distribución de gas	Pobre	Pobre	Pobre	Bueno	Mediano

Fuente: SPE-0813-0021-OGF <sup>IBID</sup>

El diseño de “separadores de fases” se rige por normas y estándares técnicos para cumplir con los requisitos mínimos de seguridad y funcionalidad, Las normas más usadas son las siguientes:

- **API 12J “Especificación para separadores gas-petróleo”.** Esta especificación cubre los requisitos mínimos para el diseño, fabricación y pruebas en taller de separadores de crudo y gas, así como separadores de agua, crudo y gas usados en la producción de crudo y gas.
- **Asme, Sección VIII, División 1.** “Reglas para la construcción de recipientes de presión”. Esta división de la sección VIII establece los requisitos aplicables al diseño, fabricación, inspección, prueba y certificación de equipos a presión, mediante la misma se determinan la presión y temperatura de diseño. En las tablas 7 y 8 se muestran estas especificaciones.

**Tabla 7. Presión de diseño para recipientes a presión.**

Presión de diseño de recipientes	
Máxima presión de operación [psig]	Presión de Diseño [psig]
Presión de vacío	Externa: 15 / Interna: 50
0 - 25	50
25 - 250	Máx. Presión. Operación + 25 psig
Superior a 250	Máx. Presión. Operación + 10%

Fuente. Norma ASME sección VIII.

**Tabla 8. Temperatura de diseño de recipientes a presión.**

Temperatura de diseño de recipientes	
Temperatura de operación [°F]	Temperatura de Diseño [°F]
0 - Ambiente	- 20 y + 150
Ambiente a 600	Máx. Temperatura Operación + 50 °F
Mayor a 600	Máx. Temperatura Operación + 60 °F

Fuente. Norma ASME sección VIII.

Cuando se presenta la necesidad de implementar dispositivos internos como mallas coalescedoras y baffles rompe espumas, es importante tener en cuenta, el volumen que restan en el recipiente, y la presencia de parafinas y materiales pegajosos, ya que representarán un grave problema en el funcionamiento de los mismos, para eso deberá seleccionar con los fabricantes internos especiales y adoptar medidas de control aguas arriba del sistema de separación.

También para estos crudos especiales, se hace necesario instalar controles de interface no mecánicos que no se vean afectados por las espumas, debido a que, por problemas de parafinas, asfáltenos, y en especial las espumas estos sistemas de control reportan niveles erróneos; Una opción convencional que se ha venido aplicando son los diseños con cubo y vertedero para la eliminación de los dispositivos mecánicos. Los dispositivos mecánicos controlan los niveles de seguridad de las interfaces y se debe programar rutinas de inspección y limpieza para su buen funcionamiento, igualmente se debe hacer para los controles no mecánicos.

## **2.9. PROCESO DE DESHIDRATACIÓN**

Para el diseño del proceso de deshidratación es necesario realizar pruebas de laboratorio, experimentar rangos de operación y eventualidades potenciales, teniendo en cuenta el rango de emulsiones del crudo: La emulsión actual, las emulsiones que se puedan formar a largo plazo y la recurrencia de la espumabilidad. La filosofía de diseño de esta sección se basa en cuatro procesos fundamentales: separación gravitacional o segregación, coalescencia, flotación y filtración.

La deshidratación de crudos pesados presenta desafíos únicos por la alta viscosidad, la presencia de sólidos en suspensión y componentes semi-solubles, y

la escasa diferencia de densidades que dificulta la separación por gravedad. (Ley de Stokes).

Para la aplicación de estos procesos con el objetivo de diseñar una correcta deshidratación es pertinente analizar de la emulsión los factores que determinan su estabilidad, mencionados anteriormente. Luego se estudia cuáles de las diferentes tecnologías convencionales de deshidratación garantizan un proceso eficiente en balance con el aspecto económico. Estas son la térmica, electrostática, gravitacional, química y cualquier combinación de ellas. Se considera que en este proceso se debe alcanzar una separación bastante eficiente del agua de la emulsión y se debe haber eliminado el problema de la espumabilidad del crudo, el cual, de presentarse nuevamente puede deberse a cualquiera de los siguientes factores:

- Incrementos en la tasa de producción.
- Fallo de la inyección de químicos.
- Mezclado deficiente del químico.
- Agitación excesiva en el flujo de entrada a los equipos.

Se deben tomar muestras y hacer los respectivos análisis del crudo en el punto del problema y aplicar la corrección, ya sea variando la dosificación, ajustando la temperatura del proceso, entre otras.

Después de seleccionar las tecnologías a aplicar se considera la capacidad de los equipos, los tiempos de retención, las presiones y temperaturas de operación. Se diseñan los equipos a sobrediseño, en este caso se hace necesario llevar el proceso en un GunBarrel, dándole una capacidad de 0.6 veces mayor, es decir un mayor tiempo de retención, nunca menor a 18 horas y generalmente superior a 24 horas. Este proceso por el rango de viscosidades deberá realizarse en dos etapas, primero en un GunBarrel, y luego en un tratador termo-electrostático para

deshidratar a una mayor escala. Se hace necesario precalentar el crudo de entrada al GunBarrel como se muestra en los PFD's (Diagramas de flujo de procesos) mostrados en el proyecto, para mejorar el proceso de segregación, esto se puede llevar a cabo muy eficientemente implementando un calentador, o aprovechando el calor residual del proceso del tratador termo-electrostático con un intercambiador.

En los tratadores térmicos y termo-electrostáticos su capacidad debe ser de hasta 2 veces la estimada para un crudo extra-pesado, garantizando un rompimiento eficiente de la emulsión y de paso brindando un margen de seguridad al problema de espumas.

## **2.10. PROCESO DE DESALACIÓN<sup>38</sup>**

El diseño del proceso de desalado (si es necesario), se puede lograr inyectando una corriente de agua de lavado (agua fresca) considerando un punto del proceso y teniendo en cuenta la compatibilidad de esta corriente de entrada y en especial su temperatura. Sin embargo, existe para esto un esquema estandarizado del proceso. Básicamente el proceso consiste en precalentar el crudo (emulsión) e inyectarle agua fresca, y producir un mezclado entre ambos, para posteriormente separarlos extrayendo las sales del crudo, es decir, hacer un lavado. El desalado de crudos pesados puede producir dispersiones estables y el uso de agua fresca de lavado que reduce en gran medida la diferencia de densidad.

El contenido de sal es medido en libras por cada 1000 barriles [PTB]. Algunas refinерías fijan parámetros máximos de salinidad de entre 5 a 20 lb por cada 1000 barriles, otras son muy estrictas y exigen de 1 a 3 libras por cada 1000 barriles.

---

<sup>38</sup> ARNOLD, Ken y STEWART, Maurice. Surface Production. Tercera edición. Houston, Texas; Gulf Publishing Company, 2008. Pág. 440-445

Para exportación generalmente se exige alrededor de 10 PTB. El punto recomendado de estos crudos para inyectar el agua fresca es en el TTE, para llevar estos crudos al porcentaje de sal deseado, el proceso de desalado se consigue de forma experimental, en caso de no contar con el caudal de agua fresca necesario, se puede recircular la salmuera de salida al GunBarrel para mejorar el proceso, convirtiendo el equipo en un “Whas Tank”.

### **3. MATRIZ MULTICRITERIO PARA CARACTERIZACIÓN DE LOS TRATAMIENTOS ANTIESPUMANTES**

Varios parámetros que podemos manipular inciden en el control de las espumas, algunos mejores, unos más costosos que otros; en la siguiente matriz se presenta un análisis cuantitativo de la aplicación de cada uno para su selección y comprensión.

La implementación del proceso de dilución favorece enormemente el control sobre las espumas y por ende la desgasificación del crudo, además de esto se mejoran los procesos de segregación gravitacional, deshidratación y desalado, también puede reducir el CAPEX en diseño de equipos, y el OPEX en requerimientos de calentamiento, inyección química y de agua de lavado. Resulta benéfico hacer un estudio que encuentre un balance entre estas variables para dimensionar una planta de tratamiento adecuada, pero es una labor de mucho cuidado y no tan simple.

La implementación de calor en los procesos puede reducir la cantidad de diluyente necesaria y se puede usar como herramienta cuando se tenga que racionar el suministro, pero no es un sistema muy eficiente por pérdidas de calor en el sistema, aunque se pueden aprovechar las corrientes tratadas para llevar calor a otras corrientes de proceso y precalentarlas (intercambio de calor).

La implementación de la química antiespumante/desespumante, se hace necesaria siempre y es el método más efectivo y económico para el control de espumas, el cual, combinado con los otros métodos, se puede hacer un balance donde se consiga una relación costo-beneficio favorable. Sin embargo, el diseño

de la planta deberá contar con desespumantes mecánicos que ayuden o suplan en caso de un corte en la inyección de estos químicos.

La implementación de dispositivos o accesorios desespumantes mecánicos, es un método relativamente económico para el control de espumas, se hace necesaria su instalación para ayudar en el proceso, requieren mantenimiento periódico, pero a pesar de esto no es recomendable prescindir de ellos.

El diseño sobredimensionado siempre será favorable, y proporcionará mayor eficiencia de los equipos de proceso, esto tendrá un alto impacto en el CAPEX, pero en la medida que se tengan en cuentas las variables mencionadas anteriormente, se podrá conseguir un diseño con un buen factor de seguridad sin exagerar los gastos necesarios. Este aspecto de la ingeniería conceptual, ayuda medianamente al control del espumamiento, pero en definitiva no se puede implementar solo porque se hace recurrente el problema y deprecia la calidad del crudo producido.

A Continuación, se presenta la matriz multicriterio que relaciona la importancia de cada variable en el diseño de los procesos para tratar estos crudos especiales.

**Tabla 9. Matriz multicriterio de evaluación técnica del mejor sistema para controlar el fenómeno de espumas.**

Parámetros de evaluación				Procesos para el control, de espumas												
Proceso o criterio	Ponderado Proceso o criterio	Atributo	Ponderado	Incrementar la Dilución		Incrementar la Química Antiespumante		Incrementar el Calentamiento		Incrementar el número de estaciones de proceso		Incrementar la Capacidad, de Recipientes de proceso		Agregar Desespumantes mecánicos		
Variables de proceso	40%	Control de la espuma	40%	6	2,4	9	3,6	5	2	5	2	5	2	8	3,2	
		Disponibilidad del proceso	30%	8	2,4	8	2,4	7,5	2,25	9	2,7	9	2,7	10	3	
		Continuidad del proceso	15%	9	1,35	9	1,35	7	1,05	9	1,35	9	1,35	9	1,35	
		Rangeabilidad	10%	9	0,9	10	1	5	0,5	0	0	0	0	0	0	0
		Multiproceso	5%	9	0,45	8	0,4	9	0,45	0	0	0	0	0	6	0,3
Subtotal			100%		7,5		8,75		6,25		6,05		6,05		7,85	
Operación	30%	Administración / Control	50%	10	5	10	5	8	4	6	3	8	4	8	4	
		Mantenimiento	30%	8	2,4	9	2,7	6,5	1,95	7	2,1	8	2,4	8	2,4	
		Calibración / precisión	20%	9	1,8	10	2	7	1,4	6	1,2	7	1,4	1	0,2	
Subtotal			100%		9,2		9,7		7,35		6,3		7,8		6,6	
Costos	30%	CAPEX	30%	9	2,7	9	2,7	8	2,4	1	0,3	2	0,6	4	1,2	
		OPEX	70%	2	1,4	3	2,1	1	0,7	5	3,5	7	4,9	9	6,3	
Subtotal			100%		4,1		4,8		3,1		3,8		5,5		7,5	
Total	100%				6,99		7,85		5,635		5,45		6,41		7,37	

#### **4. BALANCE DE MASA DE UNA PLANTA IDEAL PARA UN CRUDO PESADO ESPUMOSO**

En los balances de masa para plantas de tratamiento siempre obtendremos valores ideales de los flujos analizados, pero existen pérdidas o ganancias asociadas a fenómenos físicos y químicos. En la mezcla de hidrocarburos puede ocurrir una pérdida o ganancia en el volumen, siendo más común que se dé una pérdida de volumen, esto es debido al encogimiento volumétrico resultante de mezclar hidrocarburos de bajo peso molecular con crudos pesados y extrapesados. A pesar de esto, también se presenta la evaporación de livianos que resta su parte al volumen de la mezcla de fluidos de yacimiento.

Para conocer cómo se efectúan las pérdidas volumétricas, primero debemos sintetizar las principales normas API, ASTM y GTC que rigen las pérdidas identificables, posteriormente interpretar que variables interactúan en la operación de dilución y tratamiento de crudos pesados y extrapesados con el fenómeno de foamy oil.<sup>39</sup>

Existen un número considerable de normas a tener en cuenta frente a este fenómeno, sin embargo, las de mayor relevancia para este proyecto son las siguientes:

- API 650, Welded Steel Tanks for Oil Storage
- API 19.1, Evaporative Loss from Fixed-Roof Tanks
- API 19.2, Evaporative Loss from Floating-roof Tanks
- API 2560, Reconciliation of Liquid Pipeline Quantities
- API 13.1, Statistical Concepts and Procedures in Measurements

---

<sup>39</sup> ARDILA PEÑA, Camilo Andrés. Análisis y cuantificación de pérdidas volumétricas identificables de hidrocarburos en la operación típica del oleoducto Velázquez 26 (Puerto Boyacá) - El Sauce (Barrancabermeja) 2012 Tesis UIS.

- GTC 51, Guía para la expresión de incertidumbre en mediciones.
- ASTM D4377, Standard Test Method for Water in Crude Oils by Potentiometric Karl Fischer Titration
- API 12.3, Calculation of Petroleum Quantities: Calculation of Volumetric Shrinkage Resulting from Blending Light Hydrocarbons with Crude Oil.
- ASTM D 341, Standard Test Method for Viscosity-Temperature Charts for Liquid Petroleum Products.

#### 4.1. PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DE YACIMIENTO

Tabla 10. Datos tomados para realizar el balance de masa de un caso ejemplo.

Datos implementados en el balance de masa		
Flujo / Dato	Cantidad	Unidad
Fluido neto	106057,16	BPD
Crudo Neto	89108,46	BPD
Agua	16948,70	BPD
Agua Fresca	29702,82	BPD
Gas	7128,68	MSCF
GOR	80,00	SCF/STB
Temperatura fluido en Cabeza	140,38	°F
Temperatura fluido en Manifold	120,00	°F
Temperatura Nafta	90,00	°F
Temperatura Ambiente	90,00	°F
Presión fluido	100,00	PSIA
Densidad Crudo @ STD COND	8,20	°API
S&W promedio	11,61%	%
S&W calc general	18,21%	%
Agua Libre	19,00%	%
Cloruros	3520,53	PTB
Temperatura TTE	140,00	°F

## 4.2. CÁLCULO DEL CAUDAL DE DILUYENTE

Mediante las siguientes fórmulas, se calculan la densidad de la mezcla y el caudal de nafta a inyectar para llevar a cabo la dilución planeada para el proceso, es decir, llevar el crudo a una densidad API deseada.

Densidad de la mezcla.

$$\rho_m = \frac{\rho_o * q_o + \rho_d * q_d}{q_o + q_d} \quad (1)$$

Caudal de diluyente

$$q_d = \frac{\rho_m * q_o - \rho_o * q_o}{\rho_d - \rho_m} \quad (2)$$

Donde:

- $q_d$ : Caudal de diluyente
- $q_o$ : Caudal de aceite
- $\rho_m$ : Densidad de la mezcla
- $\rho_o$ : Densidad del aceite
- $\rho_d$ : Densidad del diluyente

Para calcular el caudal de nafta se define la densidad objetivo de 13.5 °API, se toma el caudal de aceite máximo, las densidades de la nafta y el crudo y se traza las relaciones de volúmenes.

**Tabla 11. Cálculo del caudal de diluyente**

Cálculo de Caudal		
Datos	Valor	Unidad
$qo =$	89108,46	BPD
$\rho m =$	13,50	API
$\rho o =$	8,20	API
$\rho n =$	71,30	API
$qn =$	<b>8170,84</b>	<b>BPD</b>

Es necesario tener un plan para la inyección de otros tipos de diluyente, del mismo y/o de diferentes distribuidores o proveedores, obviamente se tomará la opción más rentable, que es la que brinde un mejor escenario en la aplicación; el mejor análisis que se puede hacer es el que se realice en pruebas de campo, ya que una opción aparentemente más económica puede generar más pérdidas por volátiles, mayor cantidad de precipitados, viscosidades más altas, entre otros, que una opción aparentemente más costosa. Pero para iniciar el proyecto si no se cuenta con datos fiables de las facilidades tempranas, lo mejor que se puede hacer es la comparativa de la Tabla 12, e implementar la dosificación correcta según cambie el caudal de tratamiento.

**Tabla 12. Comparativa de porcentajes de Nafta vs °API de Nafta.**

Comparativa de porcentajes de Nafta vs °API de Nafta					
API Crudo	API Nafta 1	API Nafta 2	API Nafta 3	API Nafta 4	Qo Bbl's
8,2	63	73	74	81	320,12

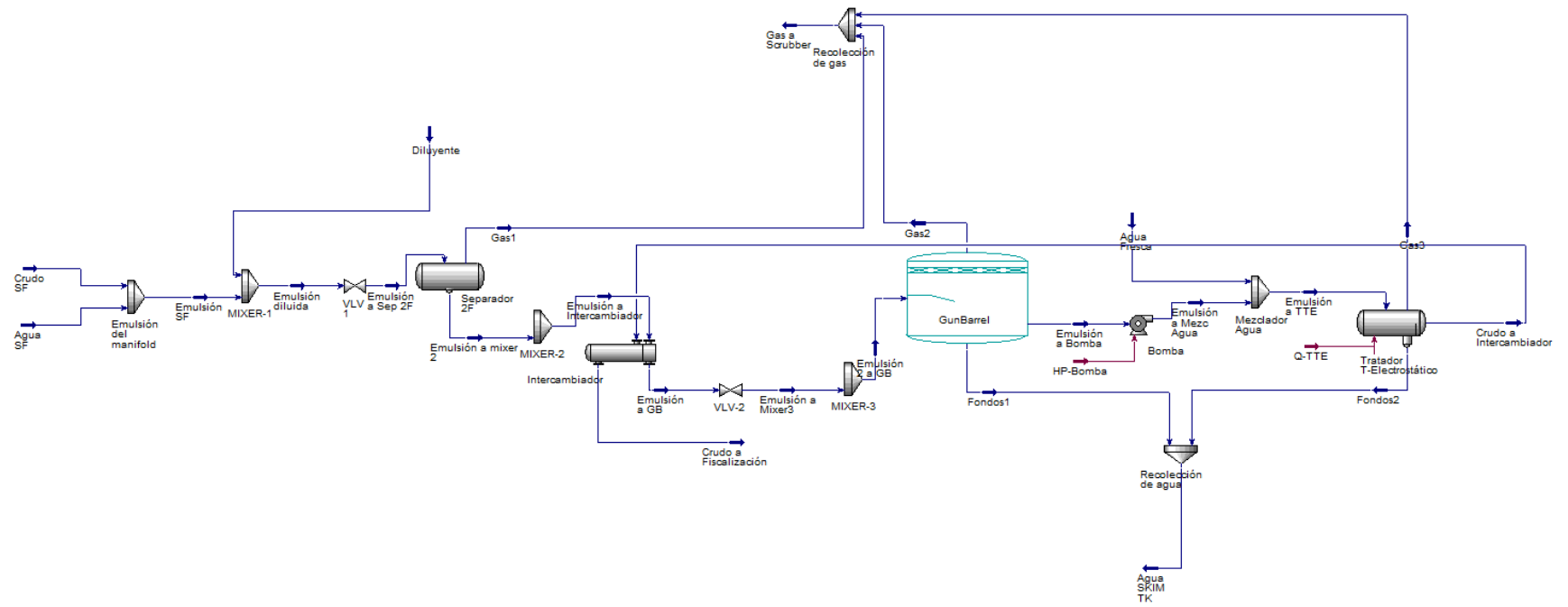
% De Nafta en la mezcla	API de la Mezcla (Nafta 1 + Crudo)	API de la Mezcla (Nafta 2 + Crudo)	API de la Mezcla (Nafta 3 + Crudo)	API de la Mezcla (Nafta 4 + Crudo)	Caudal de Nafta
5	10,94	11,44	11,49	11,84	16,85
6	11,49	12,09	12,15	12,57	20,43
7	12,04	12,74	12,81	13,30	24,10
8	12,58	13,38	13,46	14,02	27,84
9	13,13	14,03	14,12	14,75	31,66
10	13,68	14,68	14,78	15,48	35,57
11	14,23	15,33	15,44	16,21	39,57
12	14,78	15,98	16,10	16,94	43,65
13	15,32	16,62	16,75	17,66	47,83
14	15,87	17,27	17,41	18,39	52,11
15	16,42	17,92	18,07	19,12	56,49
16	16,97	18,57	18,73	19,85	60,98
17	17,52	19,22	19,39	20,58	65,57
18	18,06	19,86	20,04	21,30	70,27
19	18,61	20,51	20,70	22,03	75,09
20	19,16	21,16	21,36	22,76	80,03

#### 4.3. SELECCIÓN DE ESQUEMA Y MONTAJE EN SIMULADOR DE PROCESOS

Luego con los datos obtenidos se seleccionó del flujograma el esquema adecuado de los propuestos, que para el caso sería el número “6”, y mediante la información PVT y composicional de un crudo extra-pesado se introdujeron los datos en el simulador para realizar el balance de masa y energía cuyos resultados se muestran más adelante. Las condiciones de operación se obtienen de los datos de campo y laboratorio, y de la bibliografía consultada para el proyecto, luego de montado el modelo en el simulador, se hicieron ajustes de sensibilización para tener una mayor aproximación a lo que sería el caso real.

#### 4.4.ESQUEMA DEL BALANCE MONTADO EN SIMULADOR DE PROCESOS

Figura 37. Esquema del balance montado en simulador de procesos.



## 4.5. BALANCES

Siguiendo el procedimiento planteado de selección y la aplicación del respectivo esquema de tratamiento, se muestran los resultados obtenidos de la simulación de los procesos para el caso ejemplo a continuación.

### 4.5.1. Balance General.

Tabla 13. Balance general del sistema.

<b>BALANCE GENERAL DEL SISTEMA</b>						
Nombre corriente	Corrientes de entrada al sistema			Corrientes de salida del sistema		
	Agua Fresca	Diluyente	Emulsión SF	Agua SKIM TK	Gas a Scrub	Crudo a Fsc
Fracción gas	0,00	0,02	0,04	0,00	1,00	0,00
Temperatura [°F]	90,00	90,00	119,30	135,16	119,06	138,77
Presión [psia]	80,30	40,00	40,00	4,00	4,00	77,00
Flujo molar [lbmole/hr]	23955,19	915,53	16613,89	37025,56	1564,62	2894,44
Flujo vol líq std [BPD]	30211,00	8170,84	106057,16	46839,34	6537,82	91061,84
Flujo de gas [MSCFD]					14222,38	
Duty TTE [MMBtu/hr]				30,00		
HP Bomba [MMBtu/hr]				0,39		

### 4.5.2. Balances por equipo de proceso.

Tabla 14. Balance en mezclador de dilución.

<b>BALANCE MEZCLADOR DILUCIÓN</b>			
Nombre corriente	Corrientes de entrada		Cte de salida
	Diluyente	Emulsión SF	Emlsn diluida
Fracción gas	0,02	0,04	0,05
Temperatura [°F]	90,00	119,30	115,96
Presión [psia]	40,00	40,00	40,00
Flujo molar [lbmole/hr]	915,53	16613,89	17529,42
Flujo vol líq std [BPD]	8170,84	106057,16	114228,00

**Tabla 15. Balance en separador bifásico.**

<b>BALANCE SEPARADOR 2F</b>			
Nombre corriente	Cte entrada	Ctes de salida	
	Emlsn diluida	Emlsn caltdr	Gas 1 (sep)
Fracción gas	0,06	0,00	1,00
Temperatura [°F]	114,02	114,02	114,02
Presión [psia]	20,00	20,00	20,00
Flujo molar [lbmole/hr]	17529,42	16519,25	1010,17
Flujo vol líq std [BPD]	114228,00	109600,66	4627,34
Flujo de gas [MSCFD]			9182,00

**Tabla 16. Balance en Gunbarrel.**

<b>BALANCE GUNBARREL</b>				
Nombre corriente	Cte entrada	Corrientes de salida del sistema		
	Emulsn a GB	Fondos GB	Emlsn a Bmba	Gas 2
Fracción gas	0,02	0,00	0,00	1,00
Temperatura [°F]	122,44	122,44	122,44	122,44
Presión [psia]	4,00	4,00	4,00	4,00
Flujo molar [lbmole/hr]	16519,25	13186,35	2939,57	393,34
Flujo vol líq std [BPD]	109600,66	16629,97	91060,21	1910,48
Flujo de gas [MSCFD]				3575,44

**Tabla 17. Balance en mezclador de agua.**

<b>BALANCE MEZCLADOR AGUA</b>			
Nombre corriente	Corrientes de entrada		Ctes de salida
	Agua fresca	Emulsión	Emlsn a TTE
Fracción gas	0,00	0,00	0,00
Temperatura [°F]	90,00	122,47	108,43
Presión [psia]	80,30	80,30	80,30
Flujo molar [lbmole/hr]	23955,19	2939,57	26894,76
Flujo vol líq std [BPD]	30211,00	91060,21	121271,21

**Tabla 18. Balance en tratador termo-electrostático.**

<b>BALANCE TRATADOR TERMO ELECTROSTÁTICO</b>				
Nombre corriente	Cte entrada	Corrientes de salida del sistema		
	Emlsn a TTE	Gas 3	Crudo a TK	Fondos 2
Fracción gas	0,00	0,04	0,00	0,00
Temperatura [°F]	111,67	140,01	140,01	140,01
Presión [psia]	80,30	77,00	77,00	77,00
Flujo molar [lbmole/hr]	26848,43	0,00	2894,44	23953,99
Flujo vol líq std [BPD]	120843,84	0,00	90634,30	30209,54
Flujo de gas [MSCFD]		0,00		
Duty [MMBtu/hr]		30,00		

**Tabla 19. Balance en intercambiador de calor.**

<b>BALANCE INTERCAMBIADOR</b>				
Nombre corriente	Cte entrada		Corrientes de salida	
	Crudo Inter	Emlsn a Inter	Emulsión a GB	Crudo a Fisc
Fracción gas	0,00	0,00	0,00	0,00
Temperatura [°F]	136,78	114,02	128,00	116,02
Presión [psia]	77,00	20,00	10,00	69,00
Flujo molar [lbmole/hr]	2940,93	16519,25	16519,25	2940,93
Flujo vol líq std [BPD]	91061,84	109600,66	109600,66	91061,84
Duty [MMBtu/hr]	-1176,98	-2841,03	-2828,41	-1189,59

**Tabla 20. Balance en la Bomba.**

<b>BALANCE BOMBA</b>		
Nombre corriente:	Cte entrada	Cte salida
	Emlsn a Bmb	Emlsn a Mix3
Fracción gas	0,00	0,00
Temperatura [°F]	122,40	122,50
Presión [psia]	4,00	80,30
Flujo molar [lbmole/hr]	16519,25	16519,25
Flujo vol líq std [BPD]	1586460,27	1586460,27
Presión Cte [Btu/lbmole]	4,00	80,30
Duty Bomba [MMBtu/hr]	0,39	
Duty Bomba [hp]	153,20	

Los balances realizados a los procesos muestran un funcionamiento ideal a la máxima eficiencia de la planta de tratamiento, los datos presentados no reportan pérdidas volumétricas por evaporación ni por mezcla de volúmenes no aditivos.

La importancia de este balance ejemplo, es poder determinar capacidades de tratamiento y dimensionamiento de equipos, aunque no de una forma definitiva, pero si lo suficiente para estimar los costos de desarrollo del proyecto con distribuidores.

Estos datos serán importantes para el estudio de hidráulica y rangos de condiciones de operación que permitirán controlar los fenómenos presentes de los fluidos.

## 5. CONCLUSIONES

1. El fenómeno de crudo espumoso es una característica ventajosa a la hora de producir el yacimiento, hasta el momento de su tratamiento; donde la eliminación del problema de la espuma, se ve asociado a otras variables como la dilución, la temperatura, la precipitación de orgánicos, los sólidos suspendidos, entre otros. Mediante el análisis del comportamiento del fluido en pruebas de laboratorio y de campo, luego de haberse aplicado el tratamiento antiespumante, se obtiene información significativa para el diseño y dimensionamiento de los procesos y equipos que determinarán la pauta de tratamiento.
2. El aseguramiento de flujo de estos crudos especiales requerirá el análisis de variación de todos los parámetros operativos y cualidades del crudo, para determinar cómo transportar de manera rentable los fluidos hasta los puntos de disposición y de transferencia de custodia o venta respectivamente.
3. La ingeniería conceptual de las facilidades para este tipo de crudo, requerirá una certeza enorme para el dimensionamiento, que no genere un CAPEX elevado ni unas instalaciones insuficientes, ya que por ser un fenómeno difícil de controlar, se hace fácil descuidar aspectos significativos e incurrir en errores costosos. Luego entonces, determinar capacidades de equipos, rutinas de inspección y control, y planear soluciones contingentes de eventos inesperados, se convierte en una tarea desafiante.
4. El mejor escenario de tratamiento antiespumante, será el que proporcione un mayor margen de ganancias, que además sea el que menos se vea afectado por otros procesos, y en lo posible, que menos degrade la calidad del crudo. Cabe

aclarar que puede haber una solución algo más costosa, pero que presentará una mejor opción de tratamiento.

## 6. RECOMENDACIONES

1. Es interesante validar el flujograma 2, el cual propone, un método optimizado para seleccionar el tratamiento antiespumante adecuado para controlar de manera eficiente y económica el espumamiento de estos crudos. Lo ideal sería comprobar mediante experimentación en laboratorio y/o en campo la efectividad de diversos productos y presentar un análisis comparativo que permita definir la mejor solución aplicando el procedimiento.

2. Para la aplicación de “esquemas de tratamiento” se puede usar el flujograma 1, que en definitiva propone soluciones lógicas al tratamiento de una especificación de crudo, pero sería bueno diseñar una herramienta que integre el dimensionamiento de todas las facilidades al aplicarle dichas especificaciones, sobre todo que cumpla con un rango de seguridad, de tal manera que sin sobre-especificar demasiado las dimensiones, procesos y tratamientos, pueda enfrentar la variabilidad de condiciones de los flujos y condiciones de los fluidos.

3. De ser posible, implementar un modelamiento del flujo de crudos con el fenómeno de *foamy oil*, el cual permita medir la eficiencia de equipos de procesos, en especial los separadores de fases (G/L) (L/L) (G/L/L), se obtendría un gran logro. Es sabido que no es posible (al menos por ahora) simular el control de las espumas en algún simulador, pero con datos de laboratorio, de ser posible modelar estos flujos espumosos sin controlarlos, se podrían determinar las eficiencias de equipos/procesos para diferentes tasas de rompimiento de espumas, o diferentes tasas de producción de espumas; e integrar esta información con el diseño, para así conseguir un dimensionamiento adecuado de los separadores. Con esto se tendría un gran avance en el estudio de este fenómeno.

## BIBLIOGRAFÍA

AMIN RIDING Mark. SHEPLER Randy. SMEDSTAD Eric. Desarrollo Submarino desde el Medio Poroso hasta el Proceso. Oilfield Review Summer 2005 Spanish Version, Volumen 17 N° 2.

ANGIANO, Aliskair. Metodología para el aseguramiento de flujo de crudo pesado, Tesis UNAM 2009

ARDILA PEÑA, Camilo Andrés. Análisis y cuantificación de pérdidas volumétricas identificables de hidrocarburos en la operación típica del oleoducto Velázquez 26 (Puerto Boyacá) - El Sauce (Barrancabermeja) 2012 Tesis UIS.

ARAQUE, Diego. BARRERA, Ricardo. Análisis de la sensibilidad de los métodos convencionales para deshidratación de emulsiones de crudos pesados. Tesis UIS 2012.

ARNOLD, Ken y STEWARD, Maurice. Surface Production Operations. Tercera edición. Houston, Texas; Gulf Publishing Company, 2008

BOTHAMLEY Mark JM Campbell/PetroSkills Gas/LiquidSeparators - QuantifyingSeparation Performance "Documento SPE-0813-0021-OGF" 2013.

EL TIEMPO. Proyecto piloto haría más eficiente la dilución o tratamiento del crudo en el Meta.16 de junio de 2015[en línea] [citado 15 de marzo de 2016] Disponible en: [www.eltiempo.com/colombia/otras-ciudades/ecopetrol-innova-para-no-usar-nafta-en-el-meta/15958075](http://www.eltiempo.com/colombia/otras-ciudades/ecopetrol-innova-para-no-usar-nafta-en-el-meta/15958075)

GONZÁLEZ A. Daniel E. GROSSMANN M. Andrés E. Evaluación de facilidades tecnológicas de producción de superficie para los diferentes crudos presentes en venezuela. 2013

GRANADOS, Paola. GUTIERREZ, Nidia. Definición de estándares operativos para tratadores térmicos y termo-electrostáticos en facilidades de producción. Tesis UIS 2007

MANNING, Francis S. THOMPSON, Richard. Oilfield Processing of Petroleum VOL II: Crude oil

MONTES, Erik. Tecnologías de tratamiento de emulsiones en campos petroleros Tesis UIS 2006

NORMA: API 12.3, Calculation of Petroleum Quantities: Calculation of Volumetric Shrinkage Resulting from Blending Light Hydrocarbons with Crude Oil.

NORMA: API 12J. 8th Edition. October 2008. Specification for Oil and Gas Separators.

NORMA: ASME, Sección VIII, División 1. "Reglas para la construcción de recipientes de presión

OCENSA. Requerimientos mínimos de calidad del crudo, [en línea] [citado 15 de marzo de 2016] Disponible en: disponible en internet: <https://bto.ocensa.com.co/bto/Paginas/REQUERIMIENTOS-MINIMOS-DE-CALIDAD-DEL-CRUDO.aspx>

OIL Sands Magazine. Paraffinic Froth Treatment Julio 20, 2015. [en línea] [citado 10 de marzo de 2016] Disponible en: [www.portaldelpetroleo.com/2014/04/disen-construccion-y-evaluacion-de.html](http://www.portaldelpetroleo.com/2014/04/disen-construccion-y-evaluacion-de.html)

ORTIZ, Sandra. ZABALA, Wilson. Diseño de las principales facilidades de superficie para la deshidratación del crudo proveniente de la formación san fernando Tesis UIS 2009

PACHÓN, Samir. Propuesta técnico-económica para la implementación de equipos de superficie móviles en las pruebas iniciales de producción de petrominerales. Tesis UIS 2015.

PARRA, Diego. Definición de estándares operativos para los procesos de deshidratación y desalado de crudo. Tesis UIS 2007

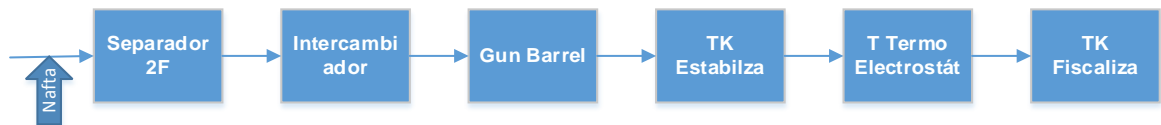
QUINTERO, Carolina. Alternativas de producción más limpia en la estación de recolección y tratamiento castilla II. Tesis U de la salle. p. 43.

RODRIGUEZ, María Eugenia. Optimización del sistema de tratamiento químico a pozos productores, para la desgasificación del crudo en los separadores y plataforma de cabezales de pozos whp ubicados en el campo corocoro. PDVSA petrosucre. Universidad de Oriente, Puerto La Cruz. Noviembre 2009.

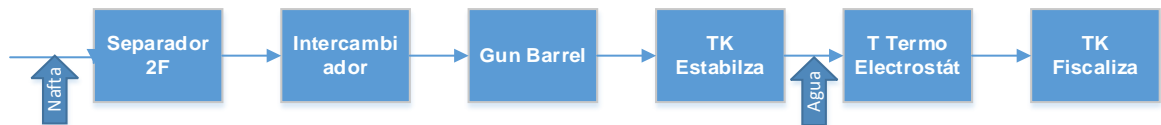
## **ANEXOS**

**Anexo A. Lista de esquemas de tratamiento numerados, para crudos pesados y extrapesados espumosos.**

**1.** → AL < 20%; SW < 2%; API < 13°; SAL < 100 PTB: (sin desalado)



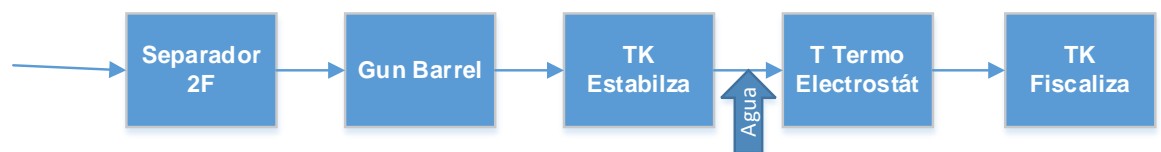
**2.** → AL < 20%; SW < 2%; API < 13°; SAL > 100 PTB: (con desalado)



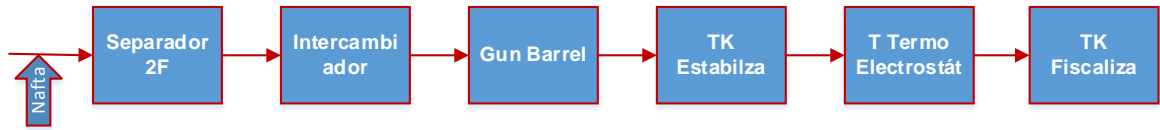
**3.** → AL < 20%; SW < 2%; API > 13°; SAL < 100 PTB: (sin desalado)



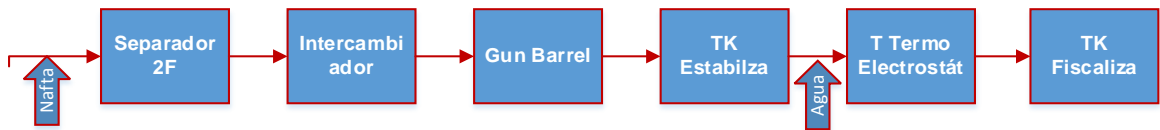
**4.** → AL < 20%; SW < 2%; API > 13°; SAL > 100 PTB: (con desalado)



5. → AL < 20%; SW > 2%; API < 13°; SAL < 100 PTB: (sin desalado y control de arena)



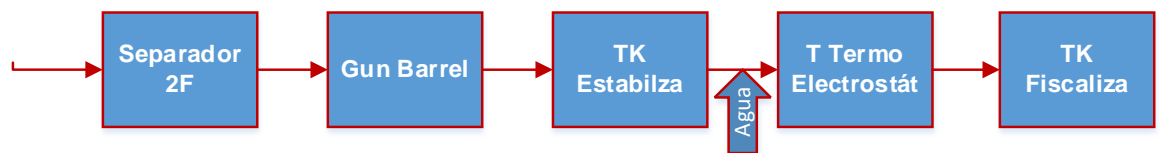
6. → AL < 20%; SW > 2%; API < 13°; SAL > 100 PTB: (con desalado y control de arena)



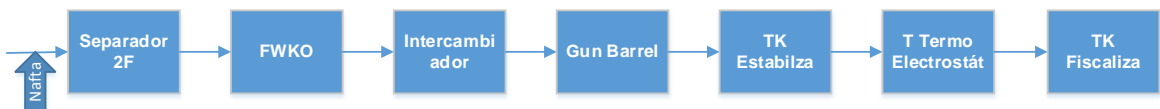
7. → AL < 20%; SW > 2%; API > 13°; SAL < 100 PTB: (sin desalado y control de arena)



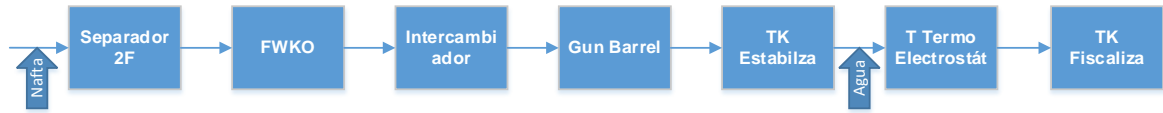
8. → AL < 20%; SW > 2%; API > 13°; SAL > 100 PTB: (con desalado y control de arena)



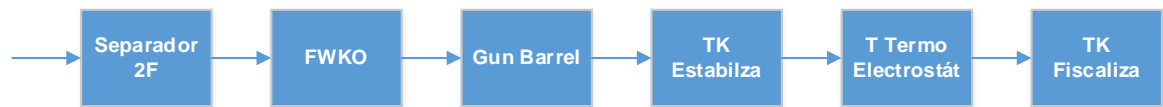
9. → 20% < AL < 50%; SW < 2%; API < 13°; SAL < 100 PTB: (sin desalado)



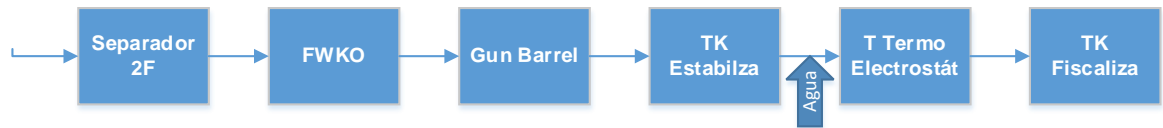
10. →  $20\% < AL < 50\%$ ;  $SW < 2\%$ ;  $API < 13^\circ$ ;  $SAL > 100$  PTB: (con desalado)



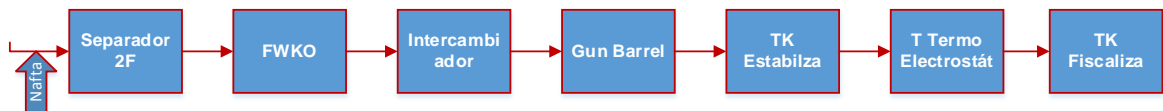
11. →  $20\% < AL < 50\%$ ;  $SW < 2\%$ ;  $API > 13^\circ$ ;  $SAL < 100$  PTB: (sin desalado)



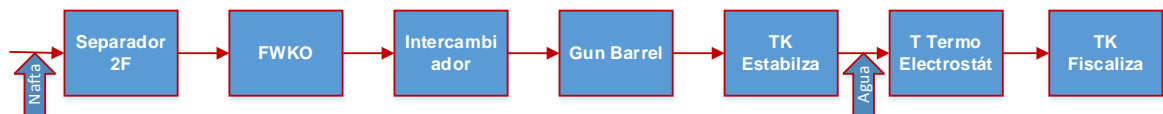
12. →  $20\% < AL < 50\%$ ;  $SW < 2\%$ ;  $API > 13^\circ$ ;  $SAL > 100$  PTB: (con desalado)



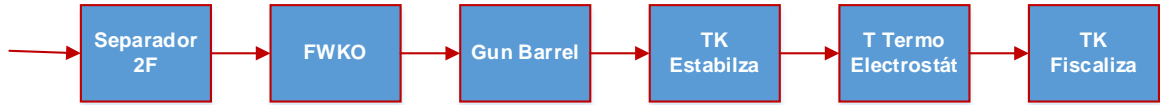
13. →  $20\% < AL < 50\%$ ;  $SW > 2\%$ ;  $API < 13^\circ$ ;  $SAL < 100$  PTB: (sin desalado y control arena)



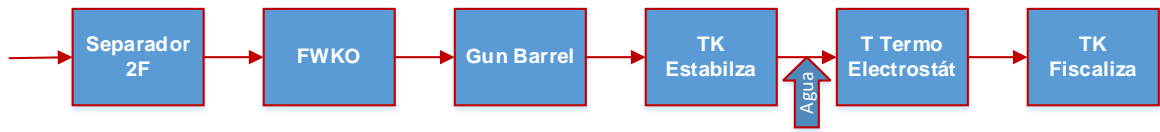
14. →  $20\% < AL < 50\%$ ;  $SW > 2\%$ ;  $API < 13^\circ$ ;  $SAL > 100$  PTB: (con desalado y control arena)



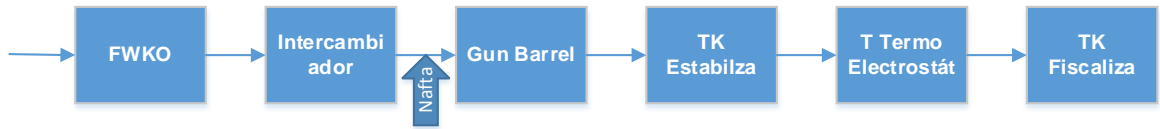
15. → 20% < AL < 50%; SW > 2%; API > 13°; SAL < 100 PTB: (sin desalado y control arena)



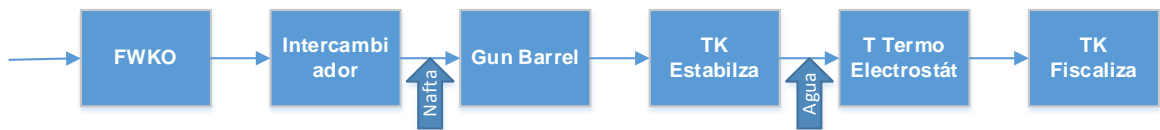
16. → 20% < AL < 50%; SW > 2%; API > 13°; SAL > 100 PTB: → (con desalado y control arena)



17. → AL > 50%; GLR < 500 SCF/STB; SW < 2%; API < 13°; SAL < 100 PTB: (sin desalado)



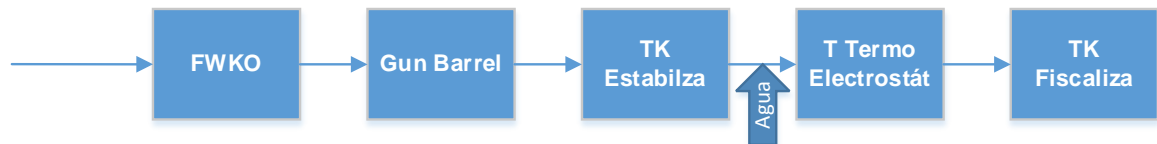
18. → AL > 50%; GLR < 500 SCF/STB; SW < 2%; API < 13°; SAL > 100 PTB: (con desalado)



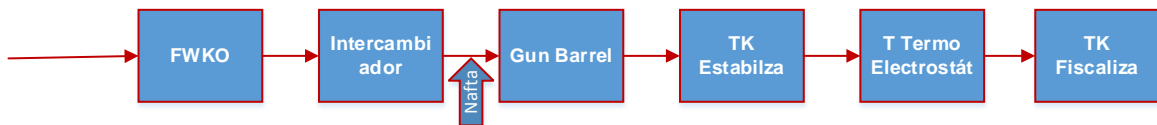
**19.** → AL > 50%; GLR < 500 SCF/STB; SW < 2%; API > 13°; SAL < 100 PTB: (sin desalado)



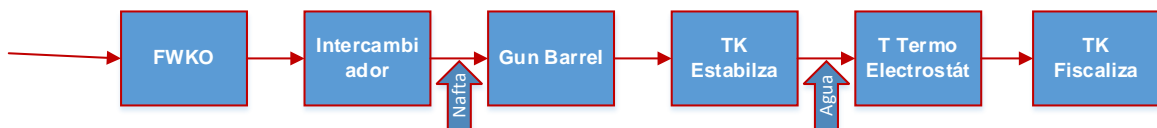
**20.** → AL > 50%; GLR < 500 SCF/STB; SW < 2%; API > 13°; SAL < 100 PTB: (con desalado)



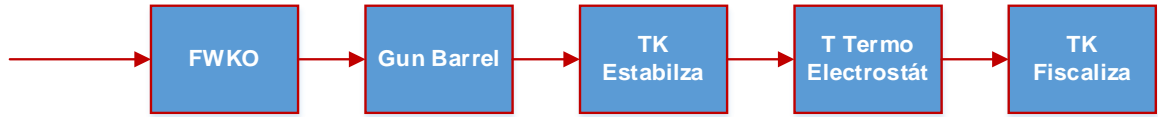
**21.** → AL > 50%; GLR < 500 SCF/STB; SW > 2%; API < 13°; SAL < 100 PTB: (sin desalado control arena)



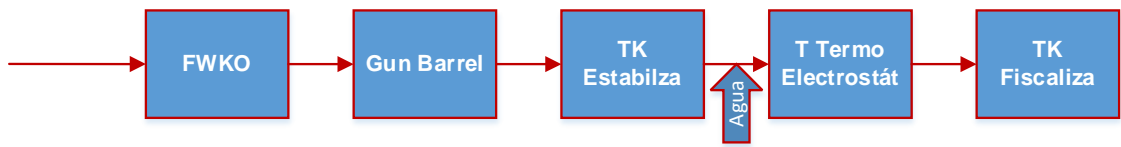
**22.** → AL > 50%; GLR < 500 SCF/STB; SW > 2%; API < 13°; SAL > 100 PTB: (con desalado control arena)



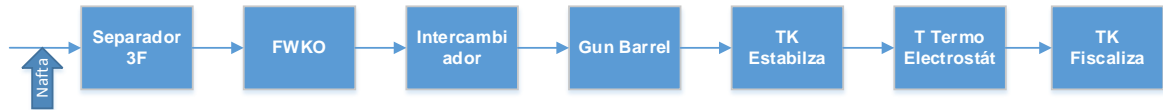
23. → AL > 50%; GLR < 500 SCF/STB; SW > 2%; API > 13°; SAL < 100: (sin desalado y control arena)



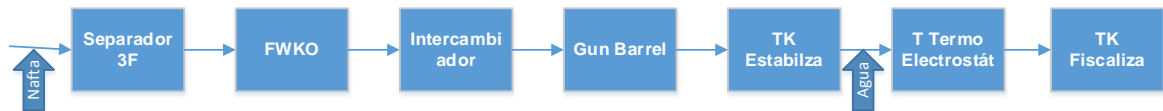
24. → AL > 50%; GLR < 500 SCF/STB; SW > 2%; API > 13°; SAL > 100: (con desalado y control arena)



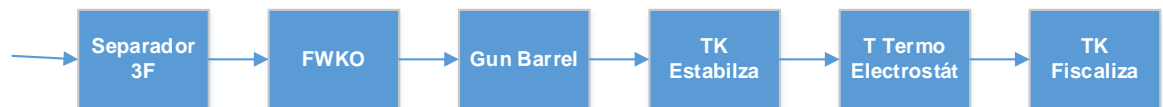
25. → AL > 50%; GLR > 500 SCF/STB; SW < 2%; API < 13°; SAL < 100 PTB: (sin desalado)



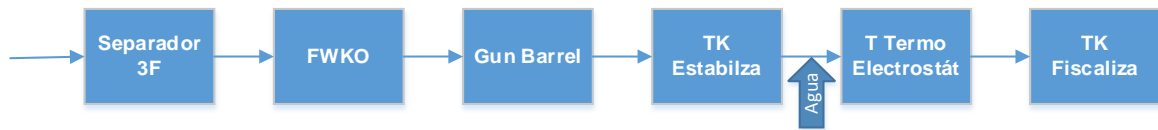
26. → AL > 50%; GLR > 500 SCF/STB; SW < 2%; API < 13°; SAL > 100 PTB: (con desalado)



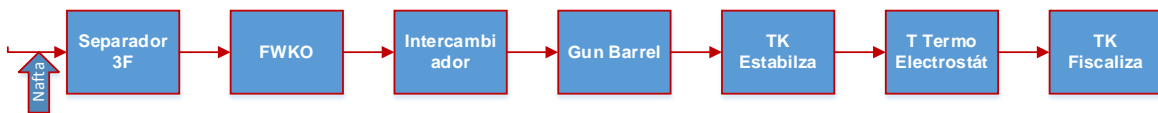
27. → AL > 50%; GLR > 500 SCF/STB; SW < 2%; API > 13°; SAL < 100 PTB: (sin desalado)



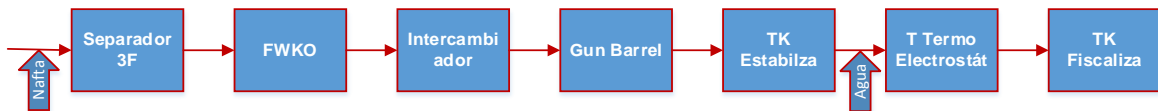
28. → AL > 50%; GLR > 500 SCF/STB; SW < 2%; API > 13°; SAL > 100 PTB: (con desalado)



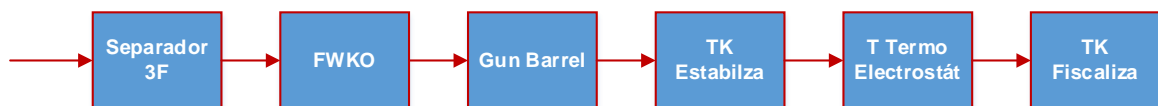
29. → AL > 50%; GLR > 500 SCF/STB; SW > 2%; API < 13°; SAL < 100 PTB: (sin desalado control arena)



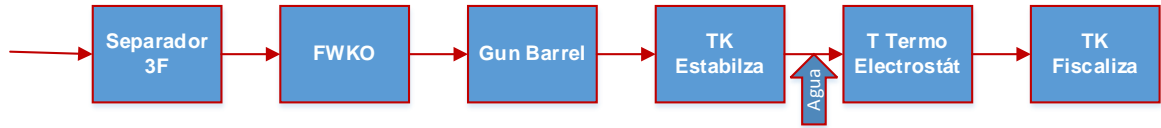
30. → AL > 50%; GLR > 500 SCF/STB; SW > 2%; API < 13°; SAL > 100 PTB: (con desalado control arena)



31. → AL > 50%; GLR > 500 SCF/STB; SW > 2%; API > 13°; SAL < 100 PTB: (sin desalado control arena)



**32.** → AL >50%; GLR > 500 SCF/STB; SW >2%; API >13°; SAL > 100 PTB: (con desalado control arena)

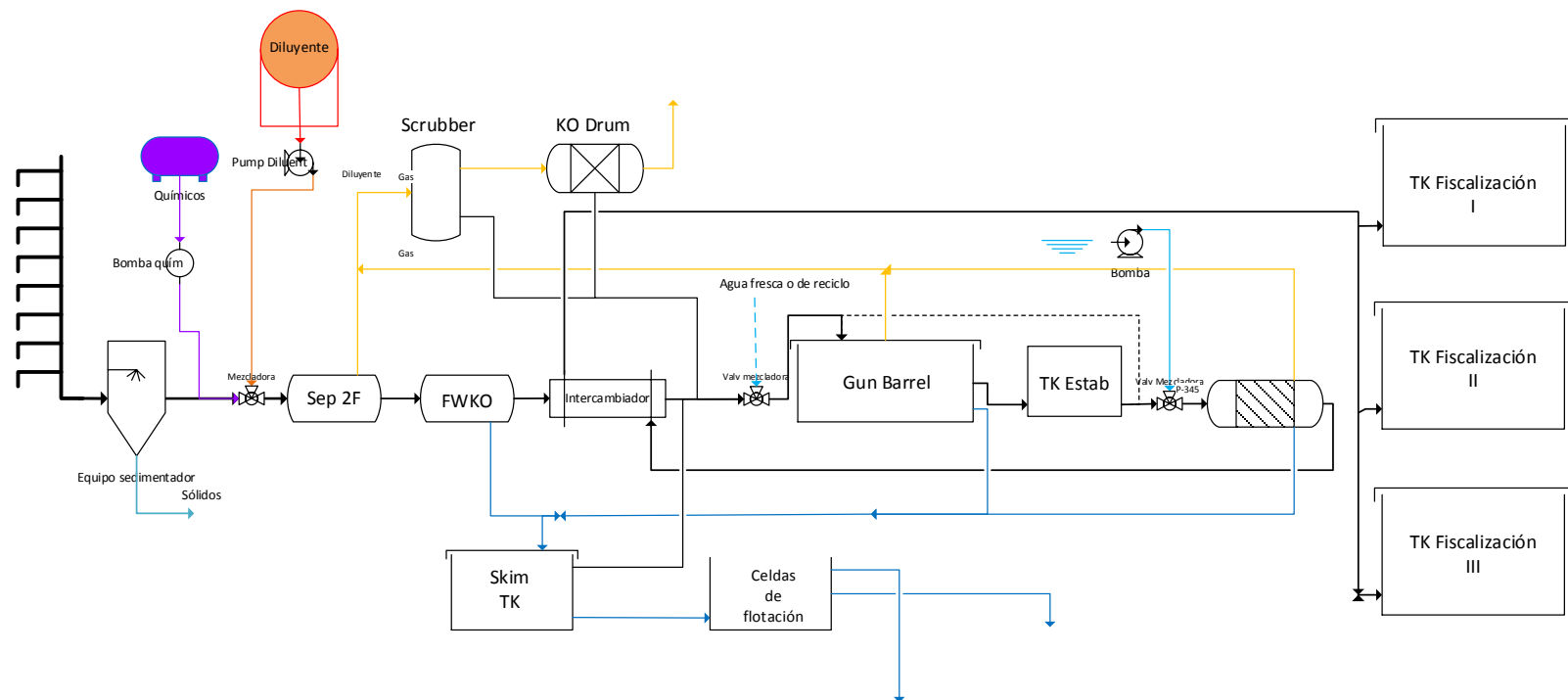


**Nota:** El esquema “7” presenta el “tk sedimentador” que es opcional, solo para usarse cuando existe arenamiento excesivo. El delineado rojo indica esquema para crudo con arenamiento, y será consideración del ingeniero usar tanque sedimentador y/o trampas de arenas para controlar este problema, además de los internos especiales que se deban aplicar.

## Anexo B. PFD

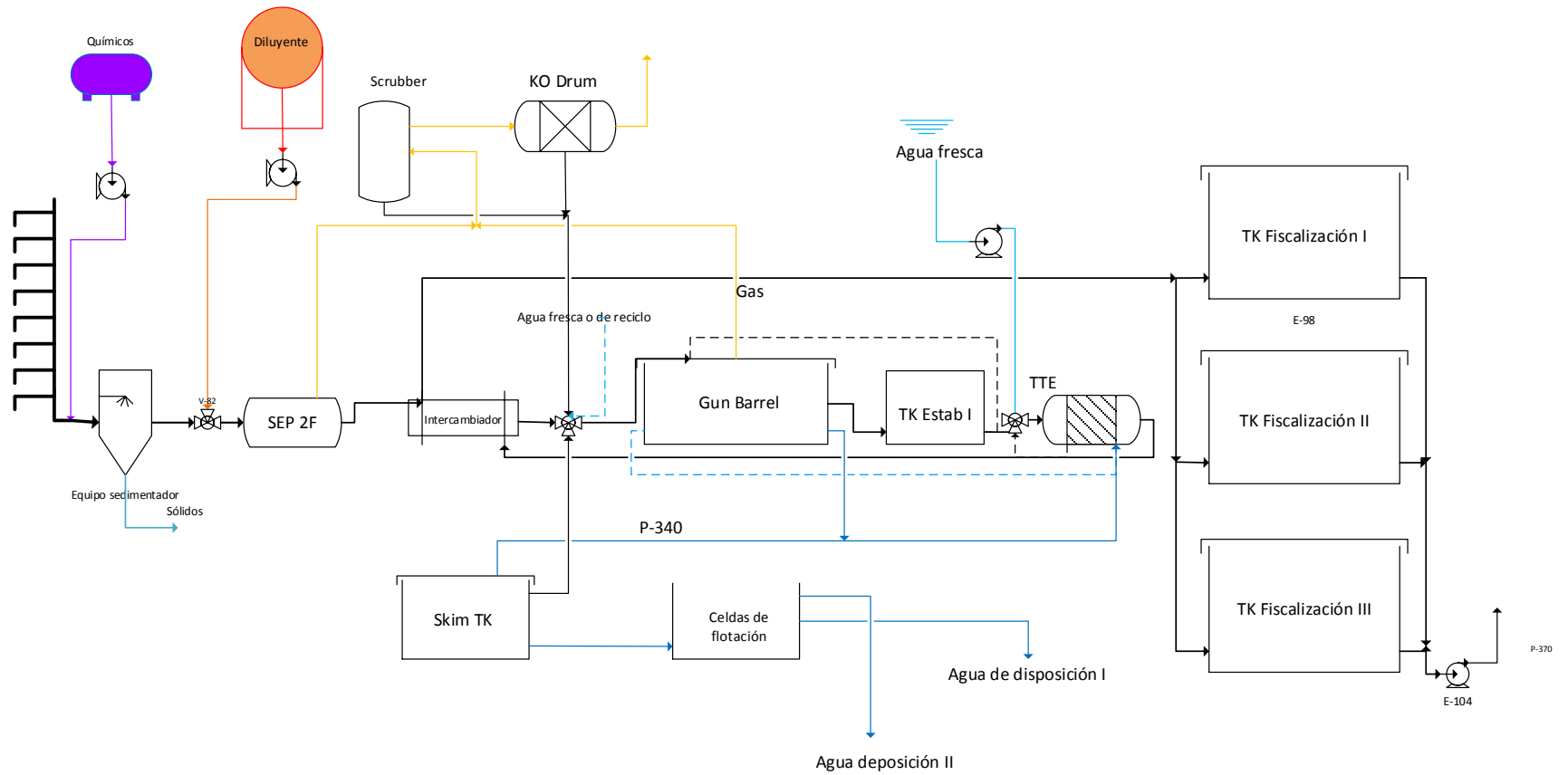
### PFD 1.

Planta generalizada con separador de gas bifásico y eliminador de agua libre.



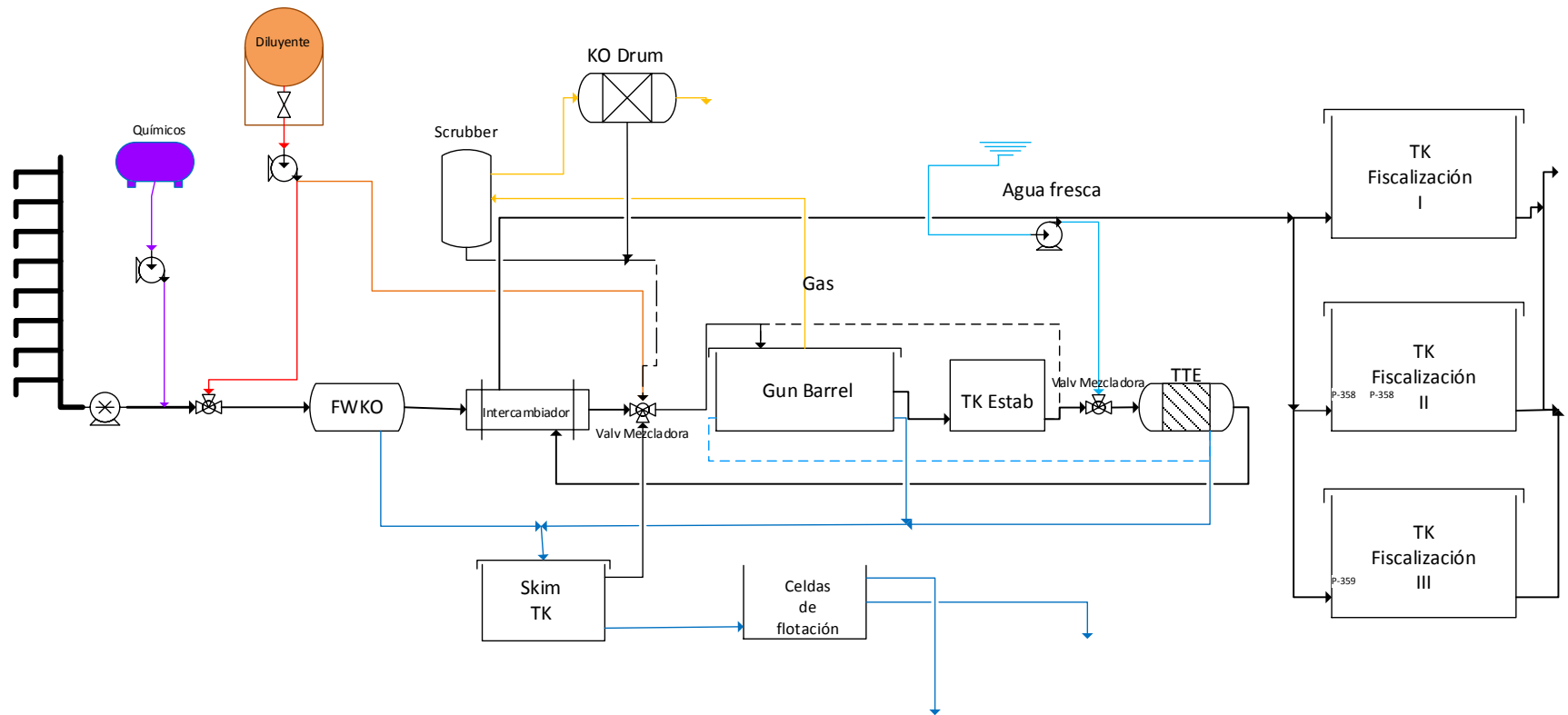
## PFD 2

Planta generalizada con separador de gas bifásico.



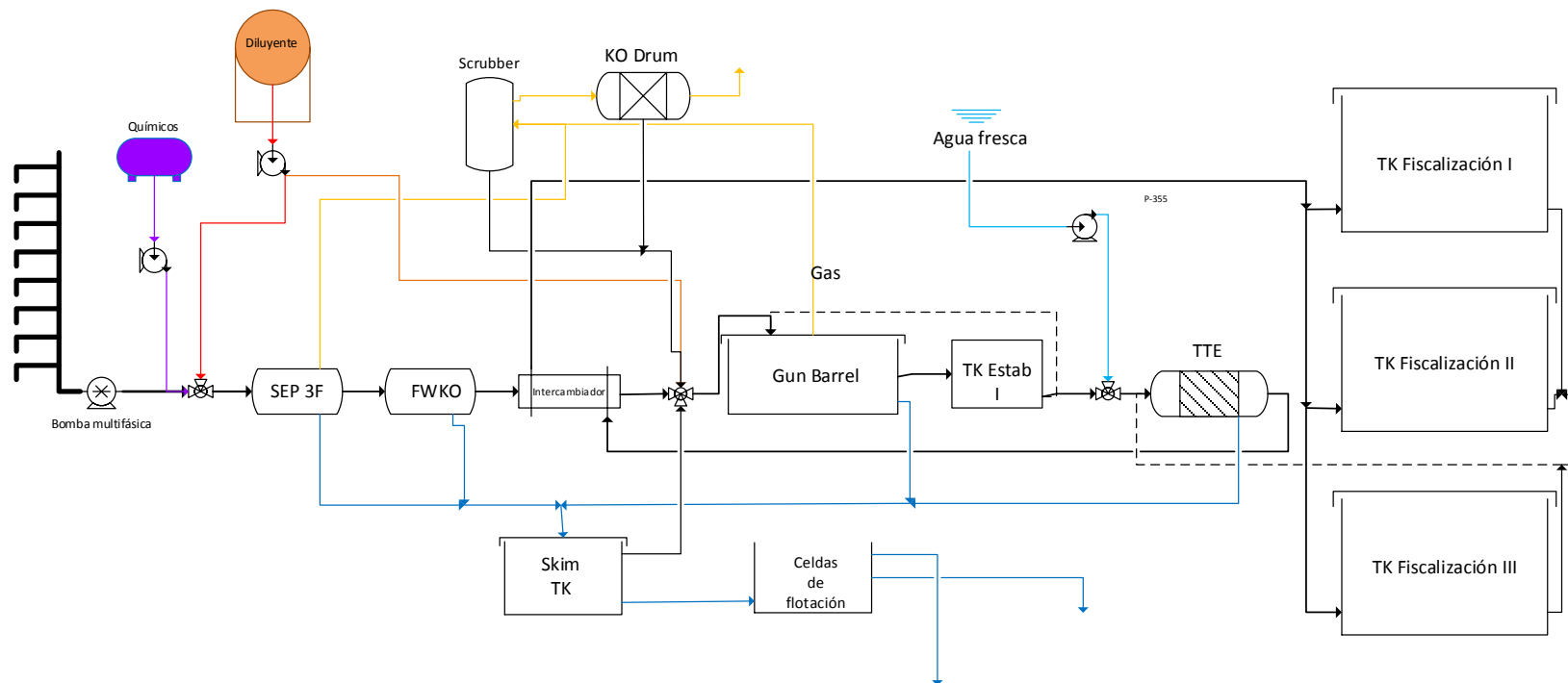
### PFD 3

Planta generalizada con eliminador de agua libre.



## PFD 4

Planta generalizada con separador de gas trifásico y eliminador de agua libre.



## Anexo C. Matriz cualitativa de evaluación de métodos de aseguramiento de flujo

MATRIZ CUALITATIVA DE EVALUACIÓN DE MÉTODOS DE ASEGURAMIENTO DE FLUJO.							
Variable	Método						
	Dilución	calentamiento	Aislamiento térmico	Disminución punto de escurrimiento	Reducción de viscosidad ARV	Mantenimiento de flujo espumoso	Dilución + Calentamiento
Efectos en la viscosidad del crudo	Disminuye	Disminuye	Tiende a mantenerse la viscosidad de yacimiento	Disminuye muy levemente, cambia la curva de viscosidad	Disminuye	Disminuye	Disminuye
Cambio en la °API del crudo	Aumenta	Disminuye levemente	no cambia	no cambia	no cambia	no cambia	Aumenta
Efectos sobre la composición del crudo	Se modifica	No se modifica	No se modifica	No se modifica	No se modifica	No se modifica	Se modifica
Capacidad de flujo	Se reduce por el vol de diluyente	No hay reducción	No hay reducción	No hay reducción	No hay reducción	No hay reducción	Se reduce por el vol de diluyente
Diametro de la tubería	Debería aumentarse en función de la capacidad de bombeo de crudo	Se deja igual	Se deja igual	Se deja igual	Se deja igual	Se deja igual	Debería aumentarse en función de la capacidad de bombeo de crudo
Requerimiento de energía	Eléctrica, mecánica, (Mezcladores, agitadores, bombas de inyección)	Térmica (gas), eléctrica.	Ninguno	Eléctrico, bajo.	Eléctrico, bajo.	Eléctrico, bajo.	Eléctrica, mecánica, (Mezcladores, agitadores, bombas de inyección)
Problemas asociados	Floculación de asfaltenos y taponamiento, incremento leve de espuma	Corrosión.	Corrosión, daños del material	Ninguno	Ninguno	Ninguno	Floculación de asfaltenos y taponamiento, incremento muy leve de espuma
Inversión en infraestructura adicional	Sistema de diluyente y de recuperación, tratamiento,	Calentadores, estaciones de calentamiento, aislamiento.	Material aislante	Insumos, bomba de inyección, mezclador	Insumos, bomba de inyección, mezclador	Valvulas de control, Medidores de presión, Monitoreo.	Sistema de diluyente y de recuperación, tratamiento,
Impacto ambiental	Evaporación de livianos	Emisión de calor al ambiente	Diseños del material	Ninguno	Ninguno	Ninguno	Evaporación de livianos
Eficiencia de aplicación	Muy Buena	Buena	Buena	Baja	Moderada	Buena	Muy buena
CAPEX	Medio - Alto	Medio/Alto	Alto	Bajo	Bajo	Medio	Alto - Muy alto
OPEX	Alto	Medio	Medio	Bajo	Bajo	Bajo	Alto
Zona de aplicación	Todo el sistema	Todo el sistema	Todo el sistema	Fondo-Cabeza-Manifold	Fondo-Cabeza-Manifold	Desde fondo hasta separador	Todo el sistema

Fuente: Modificado de: OÑATE, Jose Anibal. RODRIGUEZ, Raul Fernando. Evaluación de las alternativas de transporte de crudo pesado por tuberías: Caso aplicado al campo Rubiales. Tesis UIS. 2012. p. 84.